

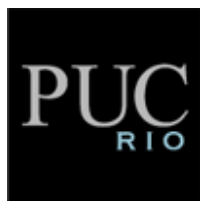
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA MECÂNICA

Engenharia de Processo

**PROCESSAMENTO, ARMAZENAMENTO E TRANSPORTE DE GÁS
NATURAL LIQUEFEITO**

Rachel Ferreira Robertson

Mauro Leite



PONTIFÍCIA UNIVERSIDADE CATÓLICA
DO RIO DE JANEIRO



Rachel Ferreira Robertson

Processamento, Armazenamento e Transporte de Gás Natural Liquefeito

Monografia apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica da PUC-Rio como requisito parcial para a obtenção do título de Pós –Graduação Lato Sensu em Engenharia de Processo. Aprovada pela Comissão Examinadora abaixo assinada.

Mauro Leite

Rio de Janeiro, 05 de março de 2012



Agradecimentos

Agradeço aos meus pais e às minhas irmãs por tudo, principalmente por estarem sempre presentes na minha vida, mesmo quando estamos longe.

Agradeço, especialmente, ao Diego pelo companheirismo, apoio e incentivo incondicional para que eu terminasse essa monografia. E à Nívea, pela paciência e disposição de sempre me ajudar.

Agradeço ao professor Mauro por todo o tempo gasto e todo o apoio dado.

Resumo

O Gás Natural (GN) é um combustível fóssil com a queima limpa e apresenta reservas abundantes. Contudo, a exigência de altos investimentos para sua comercialização não estimulou seu uso mais difundido.

A maior dificuldade na sua exploração consiste no transporte do GN localizado em campos de produção remotos. Desta forma, a liquefação do gás natural para o transporte representa um dos meios de conexão das reservas de GN aos mercados.

O presente trabalho visa realizar uma revisão bibliográfica dos processos de produção mais empregados para o tratamento, liquefação, transporte, armazenagem e regaseificação do gás natural a fim de destacar os desafios, vantagens e desvantagens da tecnologia de produção de GN *offshore* (FLNG).

Palavras-chave:

Gás Natural; Liquefação; GNL; FLNG

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	9
2. MERCADO DO GN E DO GNL	11
2.1. Mercado Internacional.....	11
2.2. Mercado Brasileiro	12
3. PROCESSO DE LIQUEFAÇÃO DO GN	15
3.1. Recebimento do Gás	16
3.2. Tratamento do Gás.....	17
3.2.1. Remoção de Gás Ácido	20
3.2.2. Desidratação	24
3.2.3. Remoção de Mercúrio.....	28
3.3. Liquefação do GN.....	29
3.3.1. Processo de Cascata Clássica (CCP)	31
3.3.2. Processo de Cascata Otimizada da Phillips	32
3.3.3. Processo APCI – C3 MR	33
3.3.4. Processo APX – C3 MR + Nitrogênio	35
3.3.5. Processo em Cascata com Mistura de Refrigerantes (MFCP)	36
3.3.6. Processo Axens Liquefin	37
3.4. Principais Equipamentos do Processo de Liquefação.....	38
3.4.1. Trocador de Calor Criogênico Principal (MCHE).....	39
3.4.2. Evaporadores de Propano.....	41
3.4.3. Compressores e Turbinas	42
4. TRANSPORTE DE GNL.....	44
5. DESCARREGAMENTO E ARMAZENAMENTO DO GNL.....	46
5.1. Descarregamento do GNL.....	46
5.2. Armazenamento do GNL	47
6. REGASEIFICAÇÃO DO GNL	51
7. FLNG	53

8. CONCLUSÃO.....	58
9. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	59

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Evolução das reservas confirmadas de gás natural.	10
Figura 2: Movimentação do GN.	12
Figura 3: Cadeia de produção e distribuição de GNL.	15
Figura 4: Cadeia de produção e distribuição de GNL a partir do FLNG.	16
Figura 5: Esquema do sistema de recebimento de gás.	17
Figura 6: Esquema de Tratamento e Liquefação do GN.	18
Figura 7: Planta de GNL no Yemen durante sua construção em 2009.	19
Figura 8: Qatargas II, maior planta de GNL no mundo.	20
Figura 9: Esquema simplificador de uma planta de amina.	22
Figura 10: Corrosão nos tubos de um refeedor de uma planta de amina.	24
Figura 11: Remoção de um hidrato do interior de uma tubulação de GN.	25
Figura 12: Esquema simplificado do processo de desidratação com Peneira Molecular.	27
Figura 13: Torres Absorvedoras de Mercúrio com peneiras moleculares na planta de gás Map Ta Phut, Rayong, Tailândia.	29
Figura 14: Esquema do Processo de Cascata Clássica (CCP) para liquefação de GN.	31
Figura 15: Esquema do Processo de Cascata Otimizada da Phillips para liquefação de GN.	32
Figura 16: Variação da temperatura do GN x calor trocado no Processo de Cascata Otimizada da Phillips.	33
Figura 17: Esquema do Processo APCI – C3 MR para liquefação de GN.	34
Figura 18: Esquema do Processo APX – C3 MR + Nitrogênio para liquefação de GN.	35
Figura 19: Esquema do Processo MCPF para liquefação de GN.	37
Figura 20: Esquema do Axens Liquefin para liquefação de GN.	38
Figura 21: Trocador SWHE – Parte interna e externa.	40

Figura 22: Tipos de placas de trocadores PFHE.....	41
Figura 23: Vista geral de um trocador PFHE.....	41
Figura 24: Esquema interno e vista externa de um evaporador (Kettle).	42
Figura 25: Rede de evaporadores de propano na planta de GNL Qatargas.	42
Figura 26: Vista interna e externa de um compressor centrífugo.	43
Figura 27: Vista interna de um compressor axial.	43
Figura 28: Transportador de GNL tipo esfera (Moss Rosenberg).	44
Figura 29: Transportador de GNL convencional tipo membrana.....	45
Figura 30: Braços de descarregamento de GNL em um Terminal de Recebimento.	46
Figura 31: Tanque de Retenção Total.....	48
Figura 32: Interior de um Tanque de Membrana.	49
Figura 33: Bomba localizada no interior do tanque de GNL.	50
Figura 34: Esquema de um vaporizador SCV.	51
Figura 35: Esquema de um vaporizador ORV.....	52
Figura 36: Comparação do comprimento da Prelude FLNG (modelo 3D) com o de um campo de futebol.	54
Figura 37: Comparação do comprimento da Prelude FLNG com algumas das construções mais altas do mundo.	55
Figura 38: Off-load da Prelude FLNG (modelo 3D).	56

LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Balanço da Oferta e Demanda de Gás Natural no Brasil (milhões de m ³ /dia)	14
Tabela 2: Especificação padrão do GNL.	19
Tabela 3: Principais características dos tanques de GNL.	47

1. Introdução

O gás natural (GN) é uma mistura de hidrocarbonetos gasosos, originados da decomposição de matéria orgânica fossilizada ao longo de milhões de anos, similar aos demais combustíveis fósseis. A sua composição pode variar muito dependendo de fatores relativos ao reservatório e também ao seu processo de produção. Contudo, de forma geral, o GN é composto principalmente por metano (de 70-95%), com proporções variadas de etano, propano, butano, hidrocarbonetos mais pesados e também gás carbônico (CO₂), nitrogênio (N₂), sulfeto de hidrogênio (H₂S), água (H₂O) e outras impurezas.

O gás natural é conhecido e utilizado desde a antiguidade. Um dos primeiros registros históricos de uso econômico ou socialmente aproveitável do gás natural aparece na China, nos séculos XVIII e XIX. Os chineses utilizaram locais de escape de gás natural para construir auto-fornos destinados à cerâmica e à metalurgia de forma ainda rudimentar.

O gás natural passou a ser utilizado em maior escala na Europa no final do século XIX, porém as técnicas de construção de gasodutos eram incipientes, não havendo transporte de grandes volumes a longas distâncias, conseqüentemente, era pequena a utilização do gás em relação ao óleo e ao carvão. O grande crescimento tecnológico no pós-guerra foi responsável pela instalação de milhares de quilômetros de gasodutos, devido aos avanços na metalurgia, em técnicas de soldagem e na construção de tubulações. Desde então, o gás natural passou a ser utilizado em grande escala por vários países, tais como: Estados Unidos, Canadá, Japão além da grande maioria dos países europeus. Esse aumento na sua utilização se deve, principalmente, às inúmeras vantagens econômicas e ambientais que o gás natural apresenta.

Dentre os principais usos do gás natural, podem ser destacados os seguintes:

- Geração de energia (termoelétricas);
- Re-injeção nos poços de petróleo a fim de manter a pressão do reservatório;
- Nos processos *onshore* e *offshore* é usado para aquecimento e geração de água quente;

- Matéria-prima para indústria petroquímica, visando a produção de: amoníacos, metanol, fertilizantes e plásticos;
- Outras indústrias, como: cerâmica, concreto, vidro, tintas;
- Produção de outros combustíveis, como: GLP (gás liquefeito de petróleo), petróleo sintético através do processo GTL (*Gas to Liquid*).

Atualmente, as reservas confirmadas de gás natural totalizam 187,1 trilhões m³, sendo que as maiores encontram-se no Oriente Médio seguido pela Europa (quase totalidade na Rússia), como pode ser observado na Figura 1a seguir.

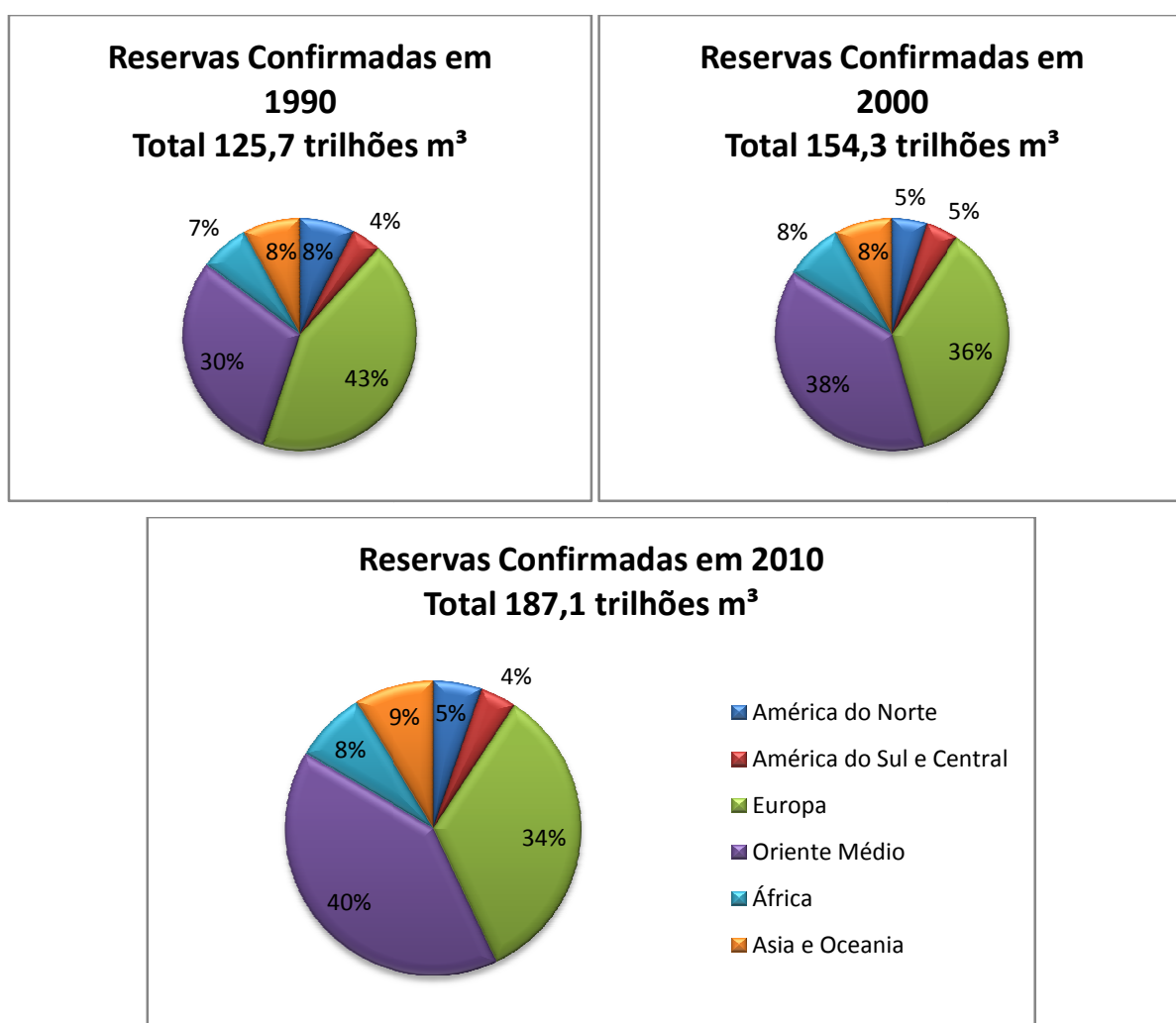


Figura 1: Evolução das reservas confirmadas de gás natural [1].

2. Mercado do GN e do GNL

2.1. Mercado Internacional

A liquefação do gás natural para o transporte é um dos meios de conexão das reservas de GN aos mercados. Outras alternativas são os gasodutos ou a conversão do GN em petróleo sintético GTL (*Gas to Liquid*). A opção do Gás Natural Liquefeito (GNL) é uma escolha mais viável nas situações onde os mercados e as reservas estão separados por oceanos e grandes distâncias.

De acordo com estudos, o custo de transporte do GNL torna-se menor que por gasoduto quando as distâncias superam 4 mil km [2]. Este transporte é realizado por navios especialmente construídos para esse propósito (os metaneiros) que são capazes de manter o GNL sob temperaturas de -162°C .

Estas especificidades tornam a cadeia do GNL (liquefação, transporte e regaseificação) fortemente intensiva em capital. Embora seja comercializado no mercado internacional há cerca de 40 anos, a exigência de altos investimentos não estimulou seu uso mais difundido. Contudo, em 2010 o consumo mundial de gás natural cresceu 7,4%, maior aumento desde 1984 [1], indicando a importância no desenvolvimento deste segmento. Esse forte crescimento de sua negociação no mercado pode ser justificado por alguns fatores, tais como:

- baixa emissão de poluentes oriundos da queima do GN, ou seja, é considerado um combustível mais limpo;
- flexibilidade do GNL, que o torna uma opção interessante para diversificar as fontes de suprimento visando reduzir a dependência dos fornecedores via dutos. Este caráter é fundamental no período atual, pois as negociações comerciais são complexas e envolvem fortes interesses geopolíticos.
- desenvolvimento tecnológico, proporcionando sensível redução dos custos na cadeia do GNL devido às melhorias nas plantas de liquefação e regaseificação e em seus processos.

Visando acompanhar esse crescimento no mercado de GN, os navios de GNL têm aumentado a sua escala (de 135 para até 250 mil m^3) e reduzido as perdas no transporte (de 3% para menos de 1%). De acordo com o relatório energético da BP,

esses investimentos podem ser confirmados pelo aumento de 22,6% do transporte de GNL em 2010. Entre os importadores de GNL, os que apresentaram maior crescimento foram a Coréia do Sul, o Reino Unido e o Japão. Desta forma, atualmente, o GNL corresponde a 30,5% do comércio de gás global. Já o transporte por gasodutos cresceu 5,4%, impulsionado pelo crescimento das exportações russas [1]

Na Figura 2 está representada a distribuição do GN através de gasodutos e também por GNL.

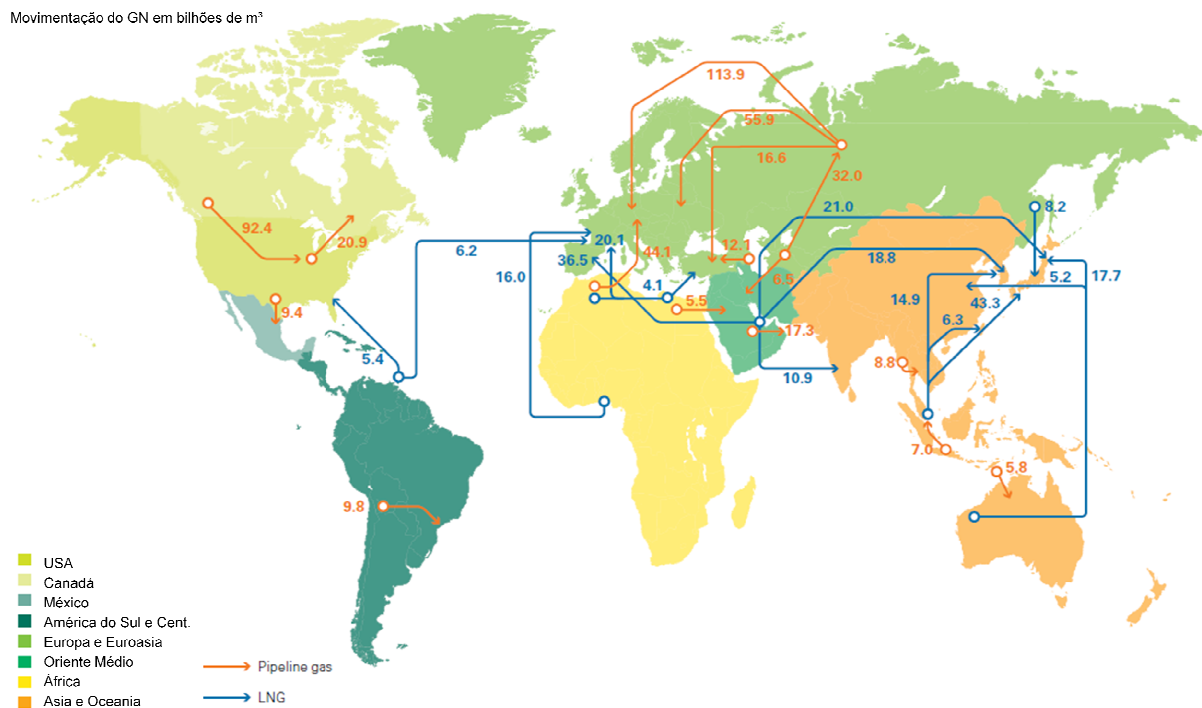


Figura 2: Movimentação do GN [1].

2.2. Mercado Brasileiro

A utilização do gás natural no Brasil começou por volta de 1940, com as descobertas de óleo e gás na Bahia, o que atendeu às indústrias localizadas no Recôncavo Baiano. Após alguns anos, as bacias do Recôncavo, Sergipe e Alagoas eram destinadas, quase em sua totalidade, para a fabricação de insumos industriais e combustíveis para a RLAM e para o Pólo Petroquímico de Camaçari.

Com a descoberta da Bacia de Campos as reservas confirmadas praticamente quadruplicaram no período 1980-1995. O desenvolvimento da bacia proporcionou um aumento no uso do gás natural, elevando em 2,7% sua participação na matriz energética nacional.

Em 1999, a entrada em operação do Gasoduto Brasil-Bolívia com capacidade de transportar 30 milhões de metros cúbicos de gás por dia, levou a um aumento expressivo na oferta nacional de gás natural. Este aumento foi ainda mais acelerado depois do apagão elétrico vivido pelo Brasil em 2001 e 2002, quando o governo optou por reduzir a participação das hidrelétricas na matriz energética brasileira aumentando a participação das termoeletricas movidas a gás natural.

Nos primeiros anos de operação do gasoduto, a elevada oferta do produto e os baixos preços praticados favoreceram uma explosão no consumo, tendo o gás superado a faixa de 10% de participação na matriz energética nacional.

Nos últimos anos, com as descobertas nas bacias de Santos e do Espírito Santo as reservas brasileiras de gás natural tiveram um aumento significativo. Atualmente, as reservas confirmadas de gás natural no Brasil totalizam 400 milhões de m³ e existe a perspectiva de que a região subsal ou "pré-sal" tenha reservas ainda maiores.

Apesar disso, o baixo preço do produto e a dependência do gás importado são apontados como inibidores de novos investimentos. A insegurança provocada pelo rápido crescimento da demanda e pelas interrupções no fornecimento boliviano, levaram a Petrobras a investir mais na produção nacional e na construção de infraestrutura de portos para a importação de GNL. Principalmente depois dos cortes ocorridos em 2006 durante uma das crises bolivianas, que obrigaram a Petrobras a reduzir o fornecimento do produto para as distribuidoras de gás do Rio de Janeiro e São Paulo.

Assim, apesar do preço relativamente menor do gás importado da Bolívia, a necessidade de diminuir a insegurança energética do Brasil levou a Petrobras a decidir por uma alternativa mais cara, porém mais segura: a construção de terminais

de importação de GNL no Rio de Janeiro e em Pecém, no Ceará. Ambos os terminais já estão em funcionamento e permitem ao Brasil importar de qualquer país praticamente o mesmo volume de gás que atualmente é importado da Bolívia.

Para ampliar ainda mais a segurança energética do Brasil, de acordo com o Plano de Investimentos da Petrobras de 2011-2015, está previsto um investimento no segmento de Gás e Energia de cerca de US\$ 13,2 bilhões. O primeiro ciclo de investimentos neste segmento visou à consolidação da infraestrutura de transporte do gás. Agora, no segundo ciclo, os investimentos deste Plano visam atender ao mercado consumidor incluindo a ampliação das térmicas a gás e das plantas de transformação química do gás natural em fertilizantes. Os demais investimentos estão direcionados, principalmente, à construção de terminais de regaseificação de GNL e de liquefação/processamento de gás natural.

Tabela 1: Balanço da Oferta e Demanda de Gás Natural no Brasil (milhões de m³/dia) [3].

Modalidade da Oferta	2011	2015	2020
GN Nacional	55	78	102
Terminais de Regas. de GNL	21	41	41
Bolívia	30	30	30
TOTAL	106	149	173

Modalidade da Demanda	2011	2015	2020
Térmicas: Petrobras + Terceiros	38	59	76
Distribuidoras	41	53	63
Petrobras: Refino + Fertilizantes	17	39	61
TOTAL	96	151	200

3. Processo de Liquefação do GN

Um projeto de GNL é na realidade uma seqüência de atividades que vão desde o reservatório até o usuário final. Nos próximos itens serão descritos os principais elos desta cadeia: produção do gás, liquefação, transporte marítimo e regaseificação no destino.



Figura 3: Cadeia de produção e distribuição de GNL.

A etapa principal de um projeto de GNL é a unidade de liquefação. Nela a temperatura do GN é reduzida para -162°C e o seu volume, que inicialmente era aproximadamente 1000 vezes maior quando comparado a outro combustível com o mesmo poder calorífico, diminui cerca de 600 vezes.

A unidade de liquefação normalmente é construída em locais costeiros, como em baías, a fim de facilitar o escoamento da produção através de navios. É necessário também que esteja próxima aos campos produtores de GN, pois o seu custo de transporte via gasodutos é bastante representativo e, dependendo da distância a ser percorrida até a planta, pode prejudicar os custos globais do projeto.

Para aumentar a oferta de GN e possibilitar a exploração de campos de produção remotos estão sendo implementadas unidades de liquefação *offshore*, conhecidas como FLNG (*Floating Liquid Natural Gas*). Nestas unidades todo o processo de produção, tratamento e liquefação encontram-se no mesmo local, neste caso, um navio FLNG. Alternativamente, um FLNG pode receber a produção de gás de vários FPSOs e concentrar os processos de liquefação e armazenamento.

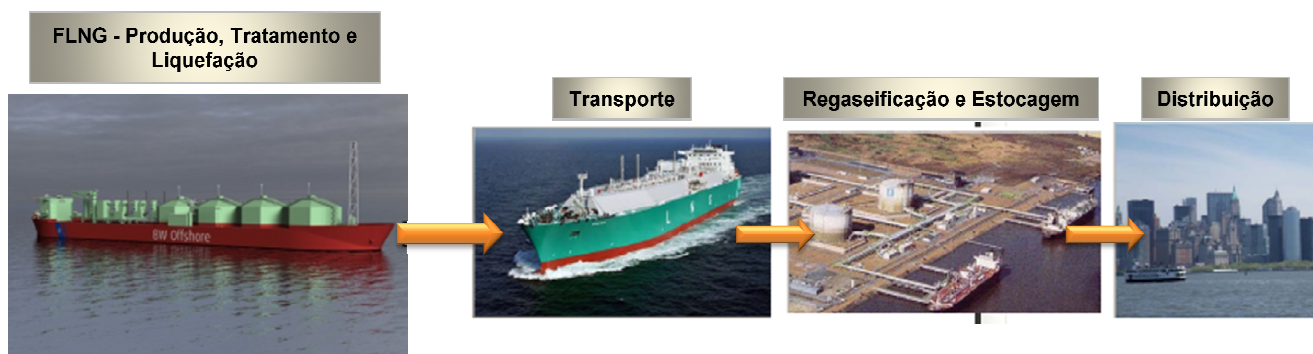


Figura 4: Cadeia de produção e distribuição de GNL a partir do FLNG.

3.1. Recebimento do Gás

Os reservatórios de gás natural são constituídos de rochas porosas capazes de reter petróleo e gás. Em função do teor de petróleo bruto e de gás livre, o gás pode ser classificado em:

- Gás associado: é o gás que, no reservatório, está dissolvido no óleo ou sob a forma de capa de gás. Neste caso, a produção de gás é determinada basicamente pela produção de óleo e grande parte do gás é utilizado pelo próprio sistema de produção, como em processos de reinjeção e *gas lift*, visando aumentar a recuperação de petróleo do reservatório, ou mesmo consumido para geração de energia da própria unidade de produção, que normalmente fica em locais isolados. Exemplo: Campo de Urucu no Estado do Amazonas.
- Gás não-associado: é aquele que, no reservatório, está livre ou em presença de quantidades muito pequenas de óleo. Nesse caso só se justifica comercialmente produzir o gás. Exemplo: Campo de San Alberto na Bolívia.

Em geral, o gás produzido pode estar contaminado com CO_2 e H_2S (gases ácidos) e por isso é denominado gás ácido.

O gás ácido proveniente do poço de produção é enviado para um separador, onde os hidrocarbonetos e a água condensada são drenados para serem separados posteriormente.

O gás ácido é enviado para o sistema de tratamento de gás. Os hidrocarbonetos condensados, geralmente, vão para um absorvedor onde os componentes leves são separados dos pesados. Os componentes leves são encaminhados para a seção de tratamento de gás, já os pesados (propano e butano) são enviados para tanques de armazenamento para serem comercializados.

Para dar início à operação da unidade de tratamento de gás é necessário que a vazão seja ajustada a fim de atender às especificações de projeto da unidade. Este ajuste é feito a partir do envio de gás para o flare. Desta forma, assim que a vazão requerida for estabelecida, o fluxo de gás é desviado para a área de tratamento.

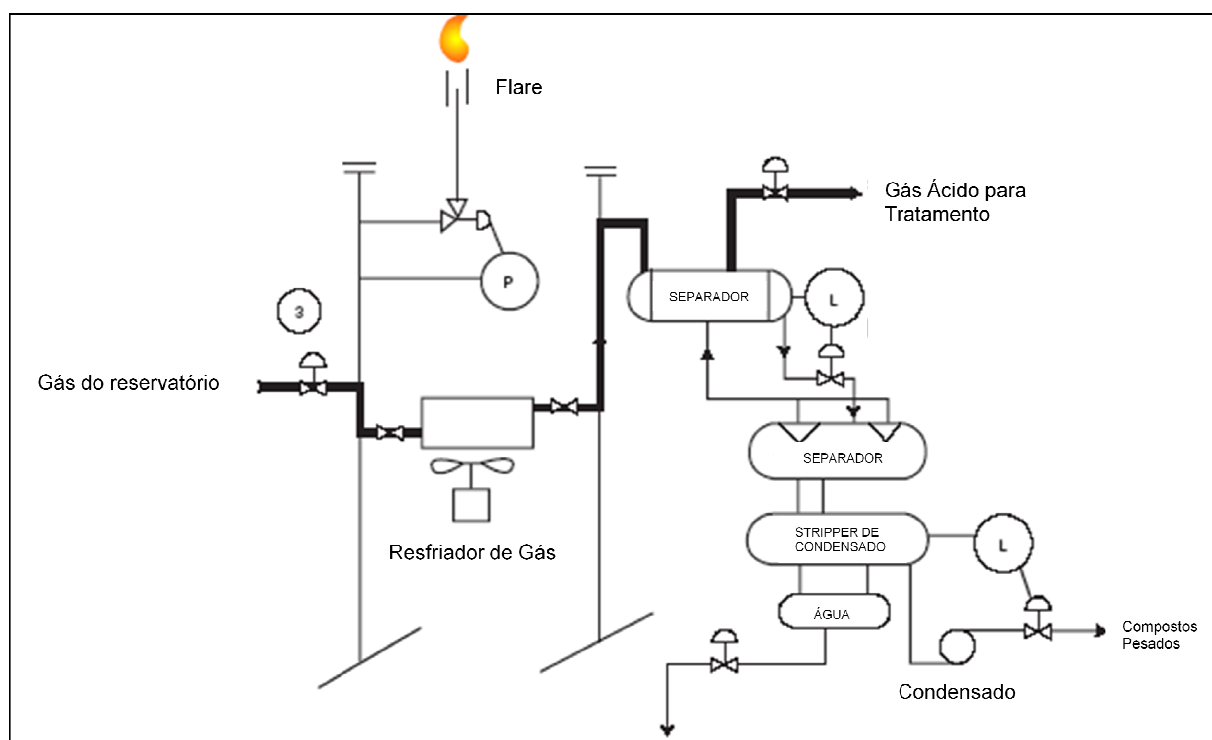


Figura 5: Esquema do sistema de recebimento de gás.

3.2. Tratamento do Gás

O GN antes de ser processado precisa passar por uma unidade de tratamento a fim de remover algumas substâncias que são prejudiciais aos equipamentos da planta de liquefação. As principais impurezas presentes no gás proveniente dos reservatórios são:

- Gás Carbônico (CO_2): diminui o poder calorífico do GNL, é corrosivo e congela (formando “gelo seco”) na temperatura de liquefação do GN;
- Enxofre (S): tóxico;
- Mercúrio (Hg): tóxico e corrosivo;
- Sulfeto de Hidrogênio (H_2S): tóxico e corrosivo;
- Água (H_2O): forma hidratos e congela na temperatura de liquefação do GN;
- Nitrogênio (N_2): diminui o poder calorífico do GNL;
- Gás Liquefeito de Petróleo (GLP): diminui o poder calorífico e o ponto de orvalho do GNL.

Desta forma, é possível separar o processo de produção de GNL em duas partes: o tratamento do gás e a liquefação deste. A etapa de tratamento consiste na Remoção de Gases Ácidos, Desidratação, Remoção de Mercúrio (caso esteja presente na composição do gás) e Remoção de Hidrocarbonetos Pesados (Líquidos de Gás Natural – LGN). Em seguida, o gás tratado é comprimido e liquefeito, sendo então estocado para posterior exportação. A Figura 6 apresenta um esquema simplificado do processo de produção de GNL.

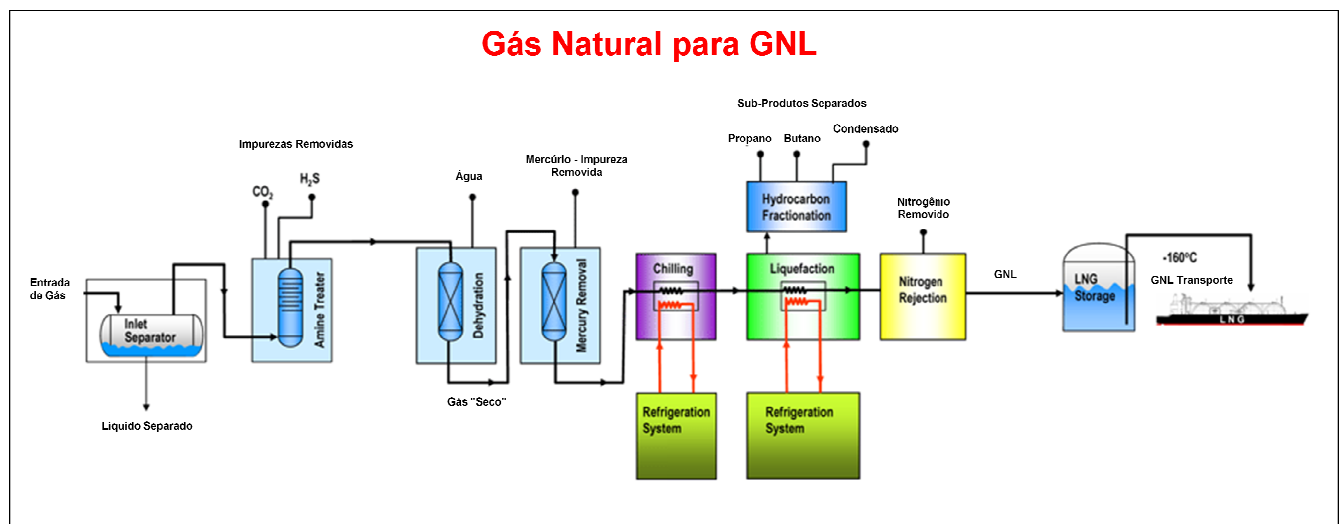


Figura 6: Esquema de Tratamento e Liquefação do GN.

Para a comercialização do GNL, o mesmo deve estar de acordo com uma especificação definida no que diz respeito às suas impurezas e à quantidade de

metano presente no gás. Essa especificação padrão pode ser observada na Tabela 2.

Tabela 2: Especificação padrão do GNL.

Substâncias	Especificação
Metano	Mínimo 84% mol
C ₅ +	Máximo 0,1% mol
N ₂	Máximo 1,0% mol
Enxofre	Máximo 30 mg/Nm ³
H ₂ S	Máximo 3 ppmv
Benzeno	Máximo 1 ppmv
Mercúrio	Máximo 10 µg/Nm ³
CO ₂	Máximo 50 ppmv
H ₂ O	Máximo 1 ppm

Nas Figuras 7 e 8 a seguir, é possível observar a magnitude do empreendimento de duas plantas existentes de GNL.



Figura 7: Planta de GNL no Yemen durante sua construção em 2009.



Figura 8: Qatargas II, maior planta de GNL no mundo.

3.2.1. Remoção de Gás Ácido

a. Características Gerais:

O sistema de remoção de gases ácidos é o responsável pela eliminação de impurezas, tais como: sulfeto de hidrogênio (H_2S), dióxido de carbono (CO_2) e sulfeto de carbonila (COS), preparando a corrente de GN para seu posterior processamento.

A maioria dos processos utiliza solventes químicos (como aminas) ou físicos para remoção dos compostos indesejáveis. A escolha do solvente para a unidade de tratamento do gás depende não apenas da eficiência do processo, mas também do tamanho dos equipamentos envolvidos, do custo total da unidade, da composição do gás e da sua temperatura e pressão.

A remoção de gases ácidos também pode ser realizada por processos de leito sólido (como peneiras moleculares, PSA – *Pressure Swing Adsorption* – e carbono

ativado) que são mais específicos para a remoção de compostos de enxofre e por membranas que são mais utilizadas para a remoção de CO₂.

No presente trabalho será considerada a remoção de gases ácidos por absorção química com o uso de aminas como solvente. As aminas mais freqüentemente utilizadas são:

- Monoetanolamina (MEA)
- Dietanolamina (DEA)
- Metildietanolamina (MDEA)
- Diisopropilamina (DIPA)
- Aminoetoxietanol (diglicolamina) (DGA)

A MDEA é a amina mais utilizada atualmente, pois apresenta maior resistência a degradação, menores problemas de corrosão, além de apresentar uma maior seletividade pelo H₂S em presença de CO₂.

b. Descrição do Processo – Amina:

A Figura 9 apresenta um esquema simplificado de uma planta de amina.

seguida, a amina rica é pré-aquecida no Trocador de Calor Amina Rica/Pobre e segue para o topo da Coluna Regeneradora.

A solução de amina rica desce pela coluna e é aquecida pelo vapor gerado no Refervedor. Assim, a temperatura da solução aumenta e os gases ácidos são liberados. As condições operacionais que favorecem o processo de regeneração são: baixas pressões e elevadas temperaturas. A máxima temperatura operacional deve ser definida considerando a temperatura de degradação do solvente.

A operação desta unidade pode apresentar alguns problemas operacionais, tais como:

- Formação de Espuma: a espuma nada mais é que bolhas de gás encapsuladas em um filme líquido, porém sua formação em excesso afeta drasticamente a boa operação da planta podendo causar inundações na Torre Absorvedora, perdas de solvente e, conseqüentemente, redução da capacidade da planta. A solução mais utilizada é o uso de anti-espumantes.
- Degradação do Solvente: o solvente pode sofrer degradação térmica, devido às altas temperaturas, ou pode sofrer oxidação. Além da perda do solvente, os danos também podem ser causados devido à formação de produtos de degradação oferecendo risco de contaminação de toda a solução. A fim de evitar esse problema, a temperatura máxima de operação deve ser bem definida e respeitada e o resíduo formado desses produtos de degradação deve ser continuamente removido do sistema.
- Corrosão: na presença de água (gás úmido), tanto o H_2S quanto CO_2 são corrosivos. O H_2S em meio aquoso produz hidrogênio atômico causando formação de bolhas ou trincas, chamada de corrosão por pites. Outro tipo de corrosão que pode ocorrer é a fratura do aço, caso este esteja submetido à esforço de tração (áreas com alta velocidade ou turbulência). As áreas da planta mais críticas são o Refervedor, o topo da Coluna Regeneradora e o Trocador de Calor Amina Rica/Pobre. Os materiais mais indicados são aço inox ou ligas resistentes à corrosão. Caso o aço carbono seja utilizado, deve receber um tratamento metalúrgico especial ou estar combinado com inibidores de corrosão.

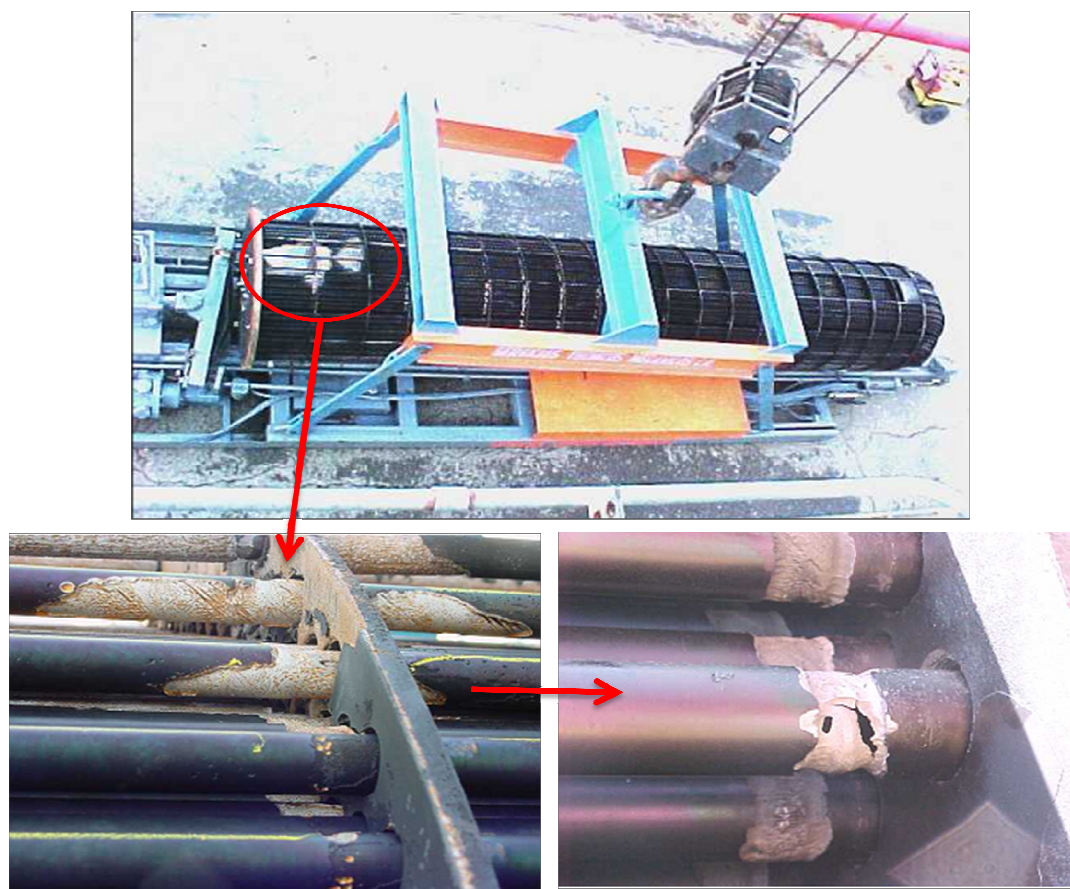


Figura 10: Corrosão nos tubos de um refeedor de uma planta de amina.

3.2.2. Desidratação

a. Características Gerais:

Todo o GN produzido, associado ou não associado, está saturado com vapor d'água. O teor de água de saturação do gás é função de três parâmetros: pressão, temperatura e presença de contaminantes ou gases ácidos. Quanto maior a pressão e a temperatura, maior a capacidade do gás de reter água no estado vapor.

A água contida em uma corrente gasosa deve ser parcial ou totalmente removida a fim de:

- manter a eficiência do transporte do gás, uma vez que a água condensada nas tubulações causa uma diminuição na área destas e, conseqüentemente,

há um aumento na perda de carga reduzindo a vazão de gás que poderia fluir pela rede;

- evitar a formação de meio ácido corrosivo devido à presença de água livre em contato com gases ácidos que podem estar presentes no gás;
- impedir a formação de hidratos que são compostos sólidos formados pela combinação física entre moléculas de água e moléculas de hidrocarbonetos leves. Estes compostos crescem como cristais bloqueando linhas, válvulas e equipamentos.



Figura 11: Remoção de um hidrato do interior de uma tubulação de GN.

A desidratação do GN pode ocorrer a partir do processo de absorção, através do contato entre o gás e a solução absorvente. O Tri-Etileno Glicol (TEG) é a solução absorvente mais empregada para a desidratação do GN. Após a absorção da água, o TEG é regenerado retornando ao processo. Para a produção de GNL o teor de água deve ser cerca de 1ppm e, por isso, somente o processo de desidratação com TEG é insuficiente para atingir essa especificação, podendo ser empregado como um primeiro estágio de desidratação.

Outro processo de desidratação utilizado é a adsorção física, onde as moléculas de gás são condensadas e retidas na superfície de um sólido por meio de forças de atração superficiais. A adsorção física é muito empregada para a desidratação do GN, principalmente para a produção de GNL, pois pode-se atingir teores de água na corrente gasosa menores que 1 ppm. Desta forma, este será o processo descrito no presente trabalho.

Um material para ser um bom adsorvente deve apresentar uma série de características, como: grande área superficial, afinidade pela água, elevada resistência mecânica, facilidade de reativação ou regeneração e preservação de suas características com o tempo (elevada vida útil). Os materiais adsorventes mais utilizados no tratamento de gás natural são a sílica gel, alumina ativada e peneiras moleculares.

De uma forma geral, os adsorventes comerciais adsorvem tanto hidrocarbonetos quanto água (tendo maior seletividade pela água) e quando saturados são regenerados pela ação do calor. Desta forma, o adsorvente sofre aquecimentos e resfriamentos cíclicos, correspondentes às etapas de adsorção e regeneração. Estas variações de temperatura juntamente com a presença de óleo e impurezas na corrente gasosa influenciam a vida útil do material adsorvente que pode variar de 3 a 5 anos.

b. Descrição do Processo – Peneiras Moleculares:

As Peneiras Moleculares são alumino-silicatos metálicos de estrutura cristalina. Como seus poros apresentam tamanhos muito controlados (de 3 a 10 Angstroms) elas não têm tendência a adsorver hidrocarbonetos, contudo a presença destes afeta sua boa operação. Apesar de ser o adsorvente que requer maior temperatura de regeneração, entre 260°C e 315°C, os teores de água no gás desidratado são inferiores a 1ppm, por isso seu amplo emprego com gases que serão submetidos a processos criogênicos.

Na Figura 12 está representado um fluxograma de processo simplificado para uma unidade de desidratação pelo processo de adsorção com peneiras moleculares.

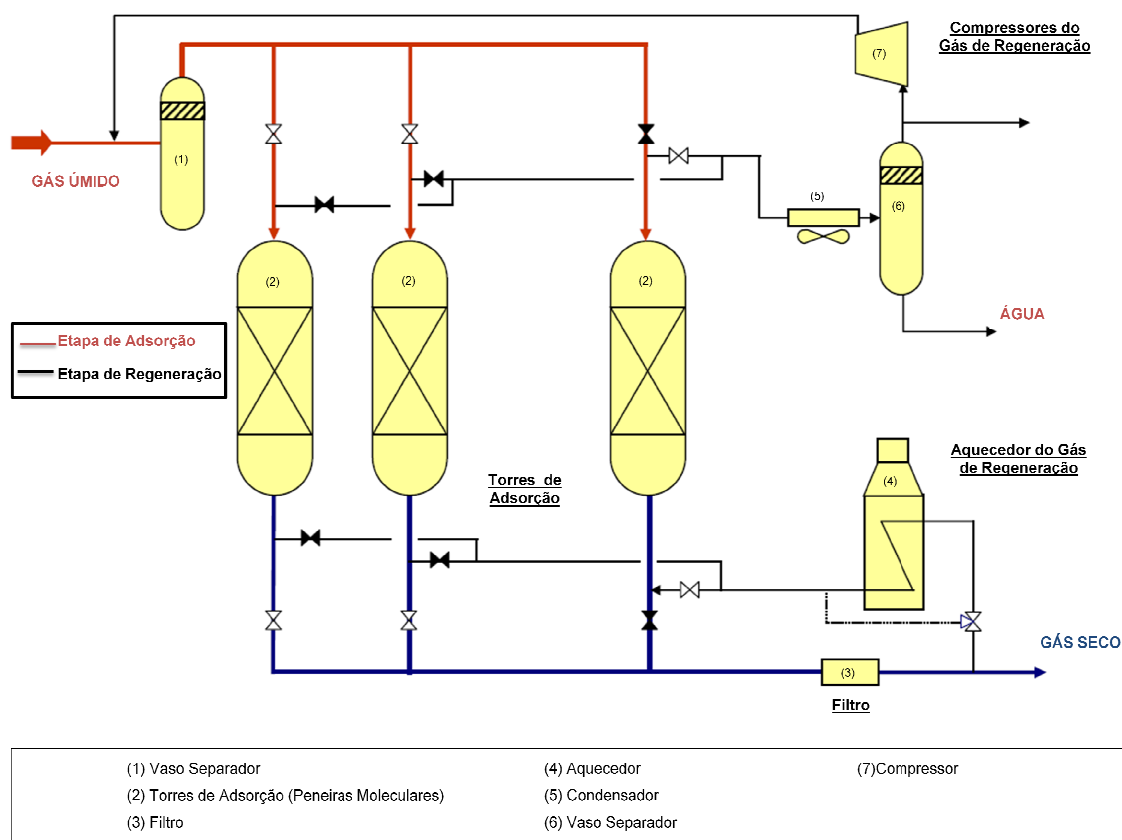


Figura 12: Esquema simplificado do processo de desidratação com Peneira Molecular.

Como o leito de adsorvente é fixo e só pode adsorver uma quantidade finita de água, dois ou mais vasos são necessários para que se tenha um processo contínuo. Normalmente, um leito está na etapa de regeneração enquanto os demais estão na etapa de adsorção.

O gás úmido entra primeiramente em um separador para a remoção de hidrocarbonetos líquidos que contribuem para a diminuição da vida útil da peneira molecular. Em seguida, o gás entra nos leitos de adsorção fluindo do topo para o fundo a fim de evitar a fluidização do leito. Ao sair das torres de adsorção o gás deverá estar especificado quanto ao teor de água.

Sempre é possível o uso de gás úmido para a regeneração do adsorvente, pois com o aquecimento sofrido, o gás mesmo que saturado na temperatura de operação estará muito abaixo da saturação na temperatura de regeneração, tendo, então a

sua capacidade de reter a água ampliada. A vazão de gás para a regeneração é cerca de 5 a 10% da vazão de entrada de gás.

A regeneração é feita com o gás quente fluindo em sentido contrário ao do fluxo durante a adsorção, ou seja, de baixo para cima. Após a regeneração, o leito deve ser resfriado até a temperatura normal de operação. Todo o gás utilizado na regeneração, tanto no aquecimento quanto no resfriamento, passa por um condensador onde há a condensação da água que é removida no separador. O gás passa por um compressor a fim de atingir a pressão requerida para retornar ao processo juntando-se ao gás de entrada.

3.2.3. Remoção de Mercúrio

O mercúrio é normalmente encontrado nos reservatórios de óleo e gás em pequenas concentrações. Entretanto, sua presença pode causar sérios problemas, pois além de ser corrosivo aos trocadores de calor de alumínio presentes na etapa de liquefação, o mercúrio é um composto tóxico ao homem e ao meio ambiente. Por isso, foram impostas especificações quanto ao teor de mercúrio de, no máximo, $10\mu\text{g}/\text{Nm}^3$ de gás. Para atingir essa especificação existem, atualmente, dois tipos de unidades de Remoção de Mercúrio:

- Processo não regenerativo: absorção do mercúrio em um sólido que pode ser carbono ativado ou enxofre metálico;
- Processo regenerativo: emprego de Peneiras Moleculares, como as utilizadas para a desidratação do gás, adaptadas para a remoção de mercúrio (processo da UOP que é o único fornecedor).

O processo não regenerativo é eficiente para o tratamento do gás já desidratado, pois pode haver uma co-absorção da água e também de hidrocarbonetos líquidos, caso estejam presentes na corrente gasosa, o que diminui a remoção de mercúrio e, conseqüentemente, a vida útil do leito adsorvente (em condições normais, é cerca de 3 anos). O descarte do carbono ativado é realizado por uma empresa especializada e o mercúrio é removido através de destilação a vácuo. O carbono remanescente não apresenta uso comercial e é incinerado.

No processo regenerativo a remoção do mercúrio ocorre através de peneiras moleculares especiais que apresentam prata em sua composição. Desta forma, o mercúrio em contato com a prata reage formando um amálgama em toda a área da peneira molecular. A regeneração desta ocorre através da passagem de gás quente no interior da torre de absorção. A vida útil da peneira molecular é de, aproximadamente, 5 anos.



Figura 13: Torres Absorvedoras de Mercúrio com peneiras moleculares na planta de gás Map Ta Phut, Rayong, Tailândia [4].

3.3. Liquefação do GN

O processo de liquefação do GN consiste em resfriar o gás purificado mediante diferentes métodos e processos, com o uso de ciclos de refrigeração. Normalmente, as plantas de liquefação contêm unidades operando em paralelo, denominadas “trens” de produção, onde o GN é liquefeito até a temperatura de, aproximadamente, -160°C . Durante este processo ocorrem apenas mudanças físicas, pois nessas temperaturas não há reações químicas.

Atualmente, existem diversos processos para transformar o GN em GNL e os principais elementos a serem considerados na escolha do processo de liquefação

são: o capital necessário, a eficiência térmica e a capacidade de produção da planta.

Os tipos de plantas de liquefação podem ser definidos segundo sua capacidade de produção (em milhões de toneladas de gás por ano - MTPA), conforme a seguir:

- Plantas de Grande Capacidade (*Base Load*): apresentam uma capacidade de produção de GNL superior a 2 MTPA e são responsáveis pela maior parte da sua produção mundial.
- Plantas de Nivelamento de Demanda (*Peak Shaving*): são plantas de pequena capacidade de liquefação, cerca de 200 toneladas por dia (TPD), e grande capacidade de armazenagem e de vaporização, cerca de 6000 TPD. Essas plantas são conectadas à rede de gás e entram em operação quando a demanda de GN é baixa, sendo assim, o GN é liquefeito, armazenado e regaseificado durante os períodos de alta demanda.
- Plantas de Pequena Escala: são plantas de capacidade reduzida, entre 0,1 e 1 MTPA, que estão conectadas à rede de gás para a produção de GNL em baixa escala que é distribuído localmente, num raio de ação de cerca de 300 km, para clientes com pequenas necessidades de energia ou combustível.

Os processos de liquefação variam segundo a capacidade dos trens de produção, a disposição dos trocadores de calor e o tipo de fluido refrigerante, este pode ser utilizado puro ou como uma mistura de fluidos com diferentes composições (Mistura de Refrigerantes – MR).

No presente trabalho serão descritos os principais processos de liquefação utilizados atualmente:

1. Processo de Cascata Clássica (CCP)
2. Processo de Cascata Otimizada da Phillips
3. Processo APCI – C3 MR (sistema de liquefação que usa como refrigerante o propano – C3 – e uma MR)
4. Processo APX – C3 MR + Nitrogênio
5. Processo em Cascata com Mistura de Refrigerantes
6. Processo Axens Liquefin

O mercado vem sendo liderado pela tecnologia da *Air Products & Chemicals Inc.* (APCI – C3 MR), com cerca de 80% da capacidade mundial instalada e a segunda tecnologia mais empregada, com aproximadamente 13% do mercado, é o processo Philips de cascata otimizada [5].

3.3.1. Processo de Cascata Clássica (CCP)

O CCP é um processo que liquefaz o GN através de um sistema de refrigeração em cascata com três diferentes fluidos refrigerantes puros: propano, etileno e metano, como pode ser observado na Figura 14.

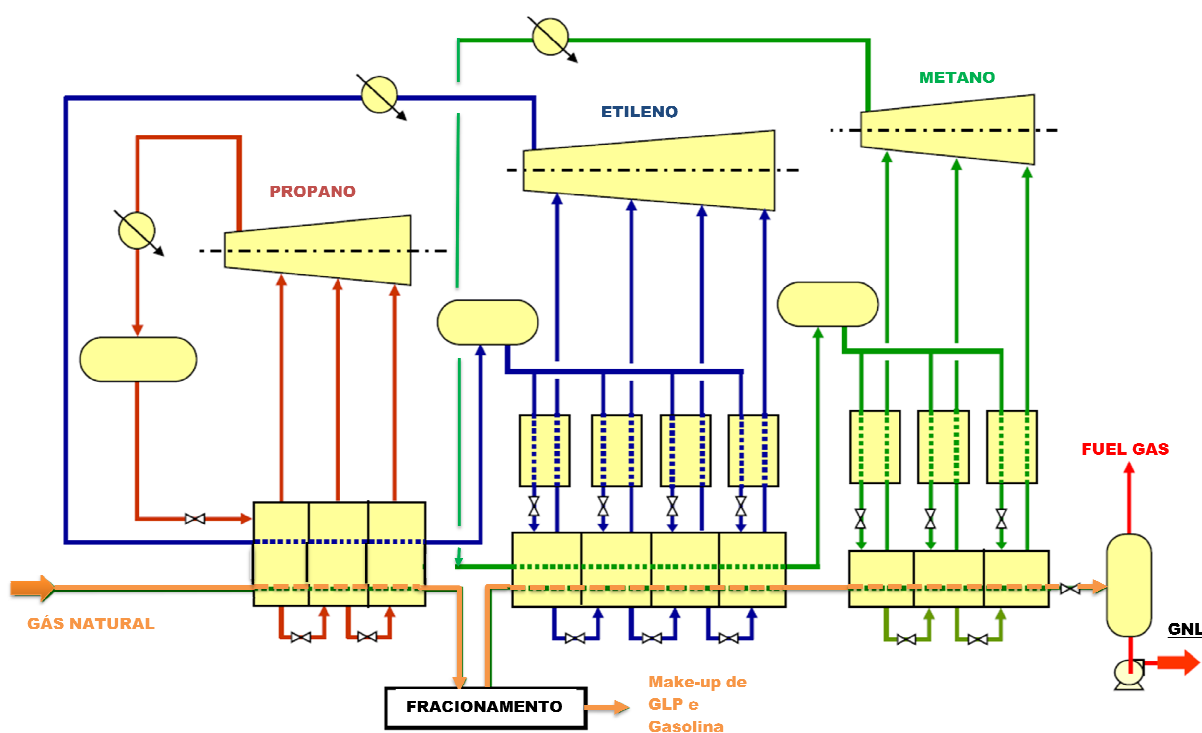


Figura 14: Esquema do Processo de Cascata Clássica (CCP) para liquefação de GN.

Na primeira etapa, o GN começa a ser refrigerado pelo propano, que é comprimido em três diferentes níveis de pressão. A liquefação do GN ocorre na segunda etapa, onde o fluido refrigerante empregado é o etileno. Na terceira e última etapa, o metano é comprimido de forma a subresfriar o GNL até -161°C . A condensação do etileno e do metano, após terem sido comprimidos, ocorre nos evaporadores do circuito de propano e etileno, respectivamente.

3.3.2. Processo de Cascata Otimizada da Phillips

O Processo de Cascata Otimizada da Phillips utiliza circuitos com três refrigerantes puros: propano, etileno e metano. Esses circuitos estão conectados em cascata, cada um com, pelo menos, dois níveis de pressão.

Este processo se diferencia do anterior (Cascata Clássica) somente no resfriamento do metano, uma vez que no Processo da Phillips o metano utiliza dois evaporadores (os do circuito de propano e de etileno) como condensadores, promovendo um resfriamento progressivo, como pode ser observado na Figura 15.

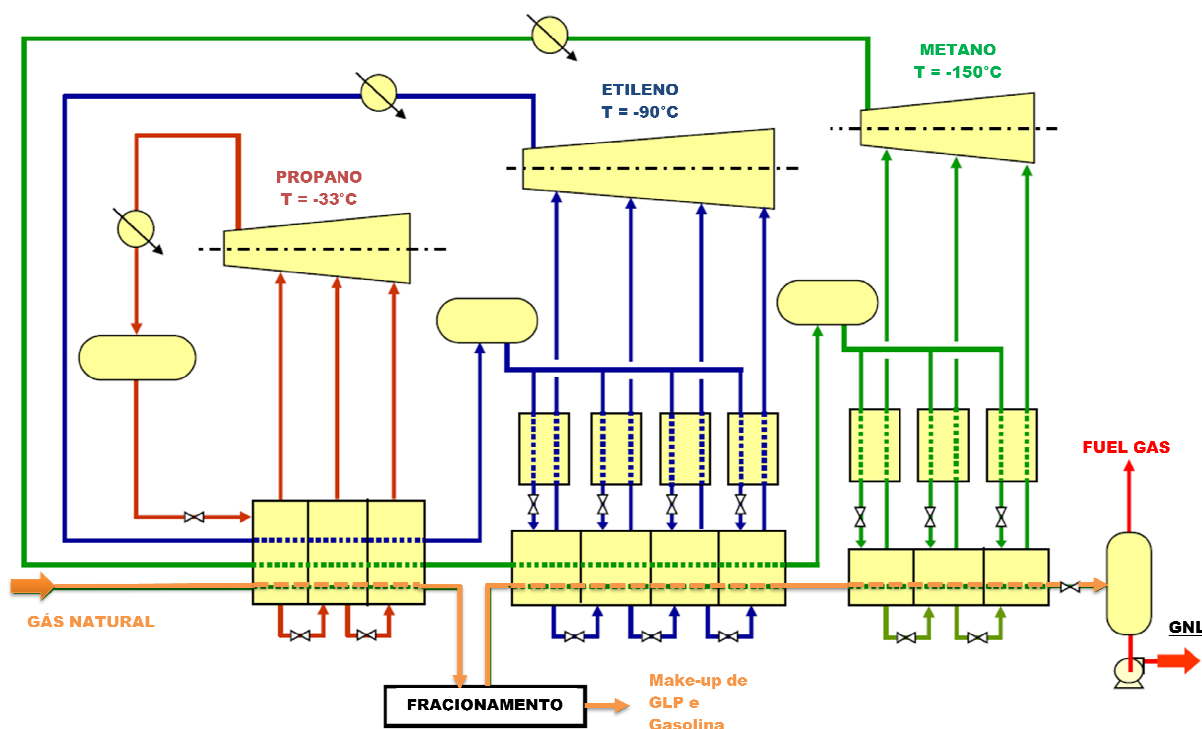


Figura 15: Esquema do Processo de Cascata Otimizada da Phillips para liquefação de GN.

Neste processo a temperatura do GN é reduzida de forma seqüencial e para isso os refrigerantes trabalham com diferentes níveis de temperatura: o propano com -33°C , o etileno com -90°C e o metano com -150°C . O subresfriamento com o metano a -150°C possibilita reduzir a temperatura do GN para menos de -161°C [6]. Os trocadores de calor utilizados nesse processo são de alumínio de placa e aleta

(Plate Fin Heat Exchanger - PFHE) e têm capacidade de produção de cerca de 3 MTPA.

A variação da temperatura em cada etapa do processo é mostrada na Figura 16, onde a curva de temperatura do GN é reduzida, até atingir a temperatura de ebulição do metano, na última etapa do processo [7].

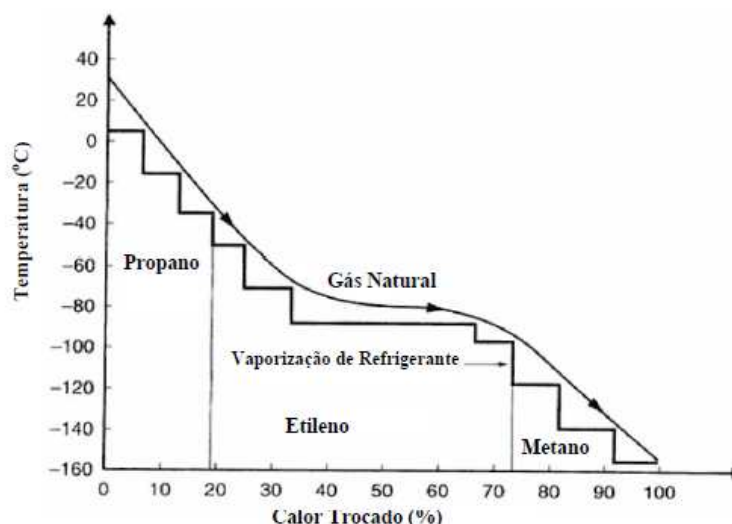


Figura 16: Variação da temperatura do GN x calor trocado no Processo de Cascata Otimizada da Phillips [7].

3.3.3. Processo APCI – C3 MR

Este processo foi desenvolvido pela *Air Products & Chemical Inc.* (APCI) e começou a dominar a indústria de GNL a partir do final da década de 70, apresentando uma capacidade de produção de até 4,7 MTPA.

O processo APCI – C3 MR é dividido em duas etapas: uma de pré-resfriamento que usa propano puro como refrigerante, e a outra etapa é a liquefação do GN, mediante a utilização de um ciclo de compressão de vapor com uma mistura de refrigerantes (MR). Essa mistura é composta por nitrogênio, metano, etano e propano com diferentes composições.

A primeira etapa, de pré-resfriamento, inicia-se com o circuito de propano puro. Nos evaporadores, ocorre o resfriamento do GN e da MR até cerca de -30°C , como pode ser observado na Figura 17.

Na segunda etapa, ocorre a compressão em múltiplos estágios da MR. Na saída de cada compressor a MR passa por pós-resfriadores que reduzem a sua temperatura de entrada no próximo estágio de compressão e também reduzem a temperatura de entrada da MR nos evaporadores do circuito de propano.

Após o resfriamento, a MR entra em um separador de líquido onde é dividida em duas correntes, uma líquida e outra vapor, que seguem para o Trocador de Calor Criogênico Principal (MCHE – Main Cryogenic Heat Exchanger). No MCHE a temperatura do GN é reduzida progressivamente para -100°C e -162°C .

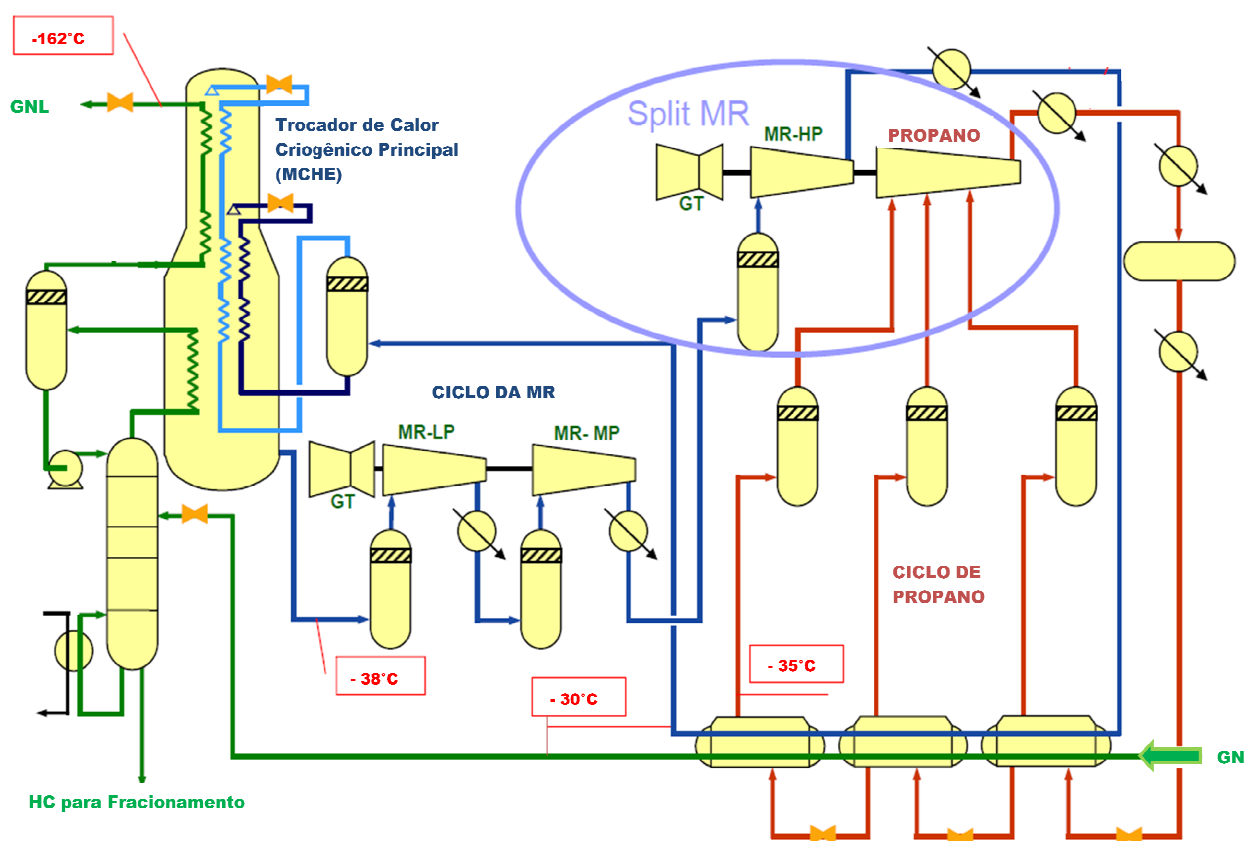


Figura 17: Esquema do Processo APCI – C3 MR para liquefação de GN.

3.3.4. Processo APX – C3 MR + Nitrogênio

O processo APX teve início a partir do APCI – C3 MR tanto que as etapas de pré-resfriamento e liquefação são similares, diferindo apenas a etapa do sub-resfriamento que no processo APX é feita em um circuito de nitrogênio. Essa alteração visa diminuir a quantidade de refrigerante (propano e MR) empregado e também incrementar a capacidade do processo para valores entre 7 e 8 MTPA.

O circuito de propano resfria o GN até -30°C em um conjunto de evaporadores que também atuam como condensadores da MR. O circuito da MR é responsável pela redução da temperatura do GN para aproximadamente -120°C , em um trocador de calor criogênico principal (MCHE). Posteriormente, o GNL é sub-resfriado até -160°C no circuito de nitrogênio.

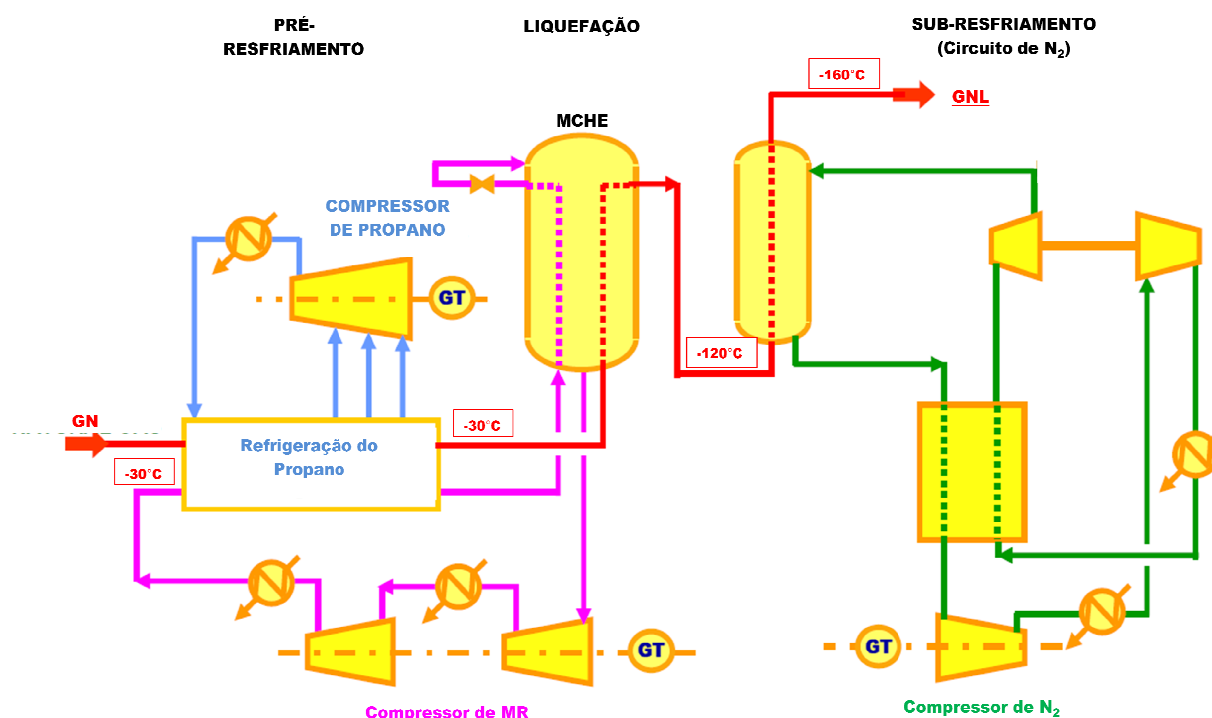


Figura 18: Esquema do Processo APX – C3 MR + Nitrogênio para liquefação de GN.

3.3.5. Processo em Cascata com Mistura de Refrigerantes (MFCP)

Este processo surgiu da aliança das tecnologias de GNL entre a Statoil e a Linde. Esta parceria foi estabelecida para desenvolver as plantas de GNL para o Mar do Norte.

O processo MFCP também apresenta muita semelhança com o processo APCI – C3 MR, pois utiliza uma etapa de pré-resfriamento e uma MR nas etapas de liquefação e de sub-resfriamento. Entretanto, o processo MFCP não utiliza nenhum refrigerante puro e sim três misturas de refrigerantes.

A etapa de pré-resfriamento opera com uma mistura de etano e propano como refrigerantes. Como evaporadores são utilizados os trocadores de calor PFHE que reduzem a temperatura do GN a cerca de -50°C.

A liquefação e o sub-resfriamento são realizados em Trocadores de Calor de Espiral Enrolada (SWHE) com uma mistura de refrigerantes composta por nitrogênio, metano, etano e propano. Um esquema do processo MFCP pode ser observado na Figura 19.

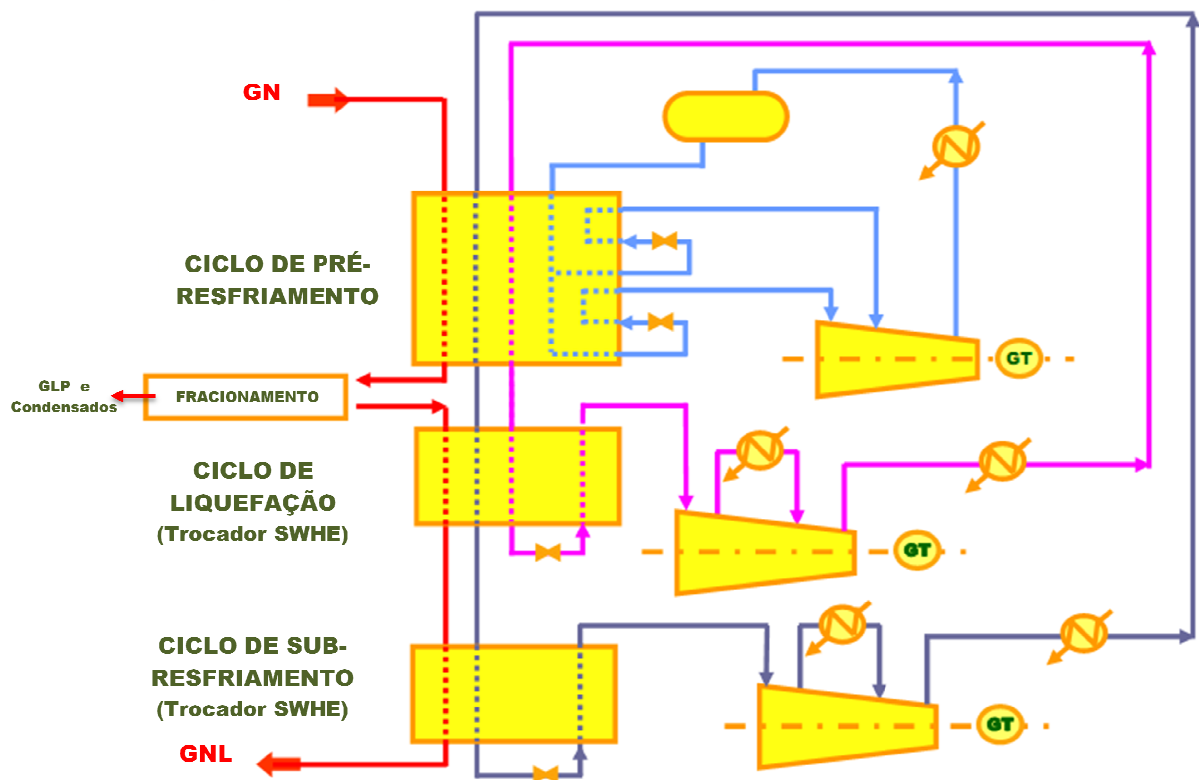


Figura 19: Esquema do Processo MCPF para liquefação de GN.

3.3.6. Processo Axens Liquefin

O IFP (Instituto Francês de Petróleo) e a Axens desenvolveram este processo a fim de produzir GNL de forma mais barata para plantas de grande capacidade, pois apresenta uma produção de cerca de 6 MTPA.

O processo Axens Liquefin consiste de duas etapas: uma de pré-resfriamento e outra de liquefação, como pode ser observado na Figura 20.

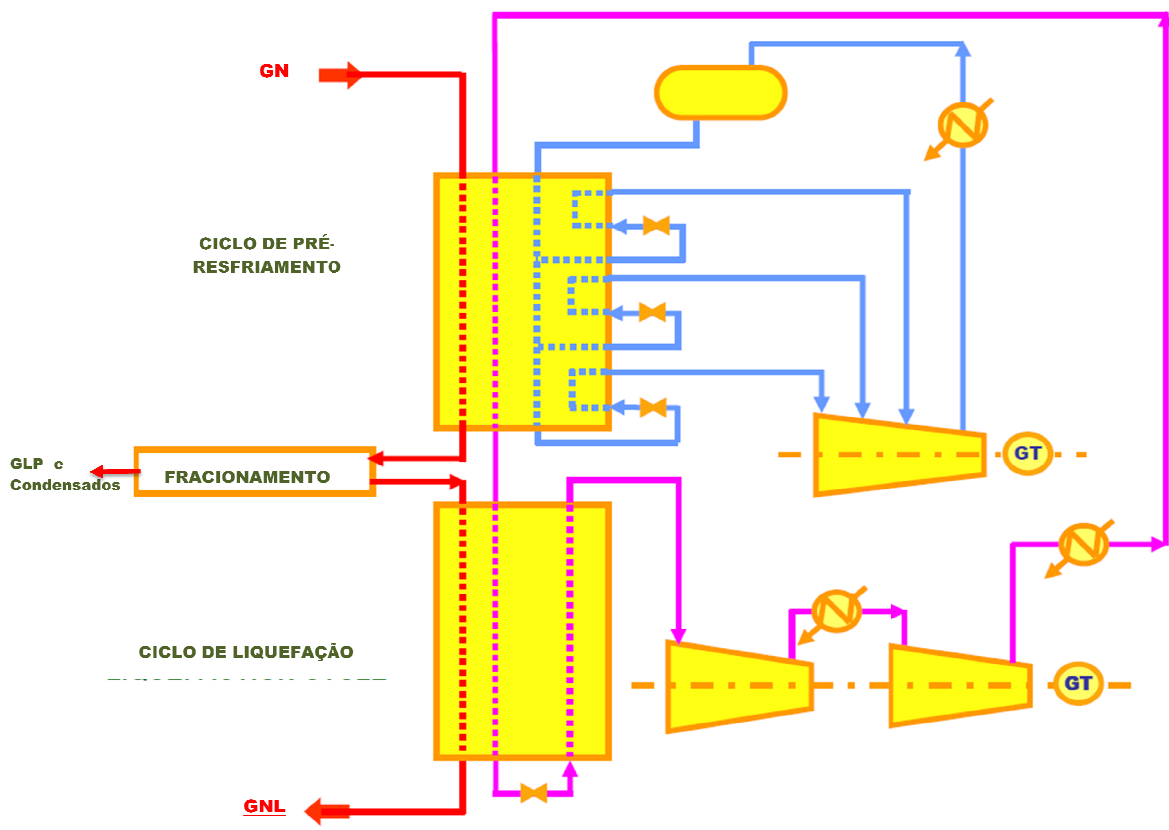


Figura 20: Esquema do Axens Liquefin para liquefação de GN.

A etapa de pré-resfriamento opera com uma MR composta por propano e butano em três níveis de pressão. Na segunda etapa, de liquefação, o GN é resfriado até -161°C mediante uma MR composta por nitrogênio, metano, etano e propano.

As trocas térmicas ocorrem em trocadores de calor PFHE e na liquefação a MR pode ser condensada completamente na saída do condensador (evaporador da primeira etapa). Devido ao arranjo desenvolvido, a quantidade de refrigerante criogênico pode ser reduzida, pois o GN atinge uma temperatura de -60°C ao final da etapa de pré-resfriamento. Conseqüentemente, a MR da segunda etapa do processo pode apresentar um peso molecular menor.

3.4. Principais Equipamentos do Processo de Liquefação

A liquefação do GN é realizada por processos que envolvem uma tecnologia específica e, portanto, apresentam uma série de equipamentos complexos

desenvolvidos especialmente para as condições de liquefação do GN, onde prevalecem temperaturas de operação criogênicas.

Os principais equipamentos presentes no processo de liquefação que serão abordados são: o trocador de calor criogênico principal (MCHE), o evaporador de propano, os compressores e as turbinas.

3.4.1. Trocador de Calor Criogênico Principal (MCHE)

O Trocador de Calor Criogênico Principal (MCHE) é o “coração” dos processos de produção de GNL, pois nele o GN reduz sua temperatura de -30°C para -160°C . Os principais tipos de MCHC são:

- Trocador de Calor Espiral Enrolada (SWHE):

Consiste em um trocador de calor tubular onde vários tubos longos e de pequeno diâmetro são enrolados em direções alternadas, de forma a permitir uma aproximação entre as temperaturas dos fluidos que estão trocando calor. São fabricados, principalmente, em alumínio, mas o seu interior pode ser de aço inoxidável e ligas especiais, dependendo do serviço ao qual será submetido. Apresentam superfícies de até 20 000 m², 5 metros de diâmetro, 55 metros de altura, um peso de até 500 toneladas e seu custo é mais elevado que o trocador PFHE. São sensíveis à presença de CO₂, mercúrio e hidrocarbonetos pesados.

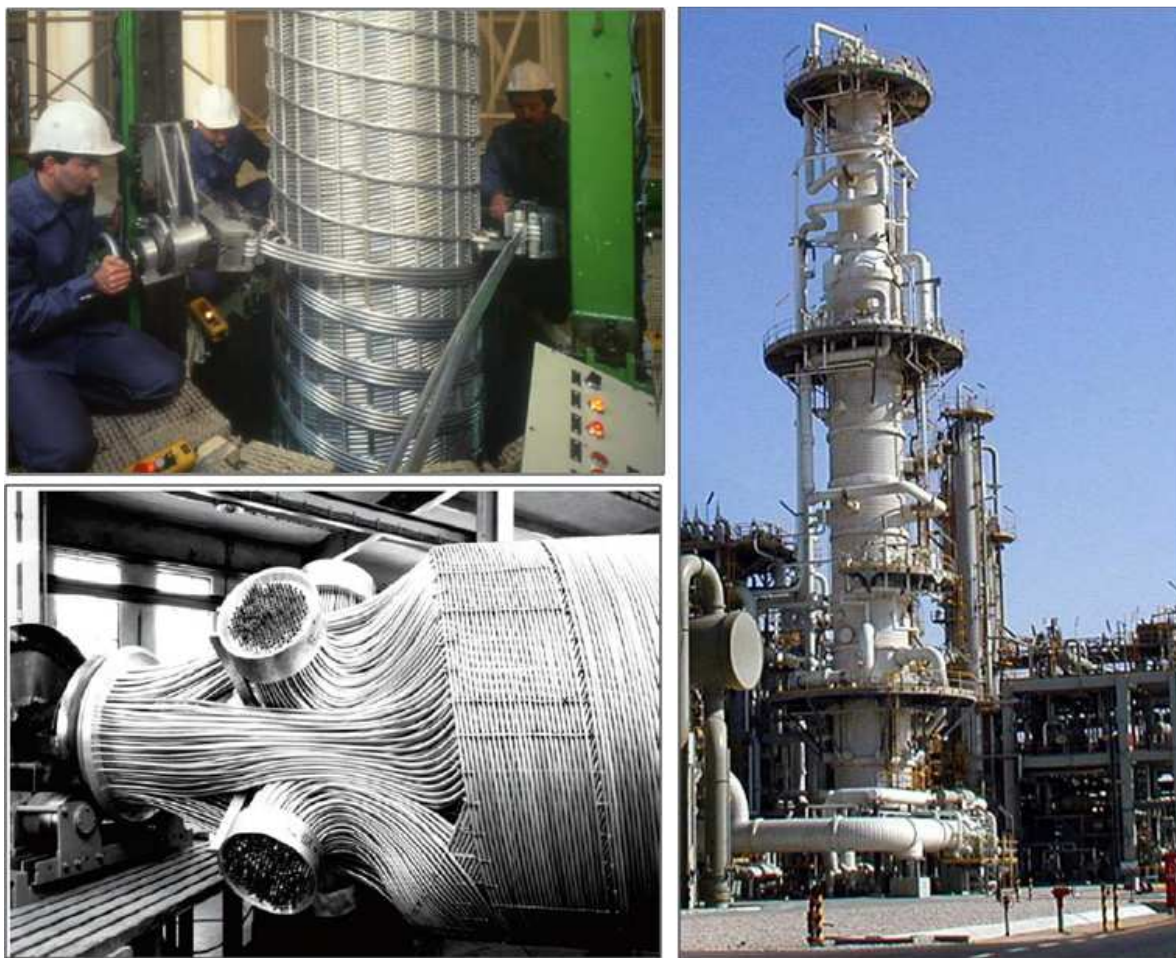


Figura 21: Trocador SWHE – Parte interna e externa [8].

▪ Trocador de Placa Aletada (PFHE):

São compostos por grupos alternados de placas planas e/ou corrugadas. Cada fluido de processo ocupa um número determinado de canais dentro da pilha de placas, dessa forma o PFHE pode operar com até 18 diferentes fluidos simultaneamente. Os trocadores são fabricados a partir de ligas de alumínio e apresentam baixos custos, tamanho e peso, além de elevada eficiência térmica. Também são sensíveis à presença de CO_2 , mercúrio, hidrocarbonetos pesados e poeira.

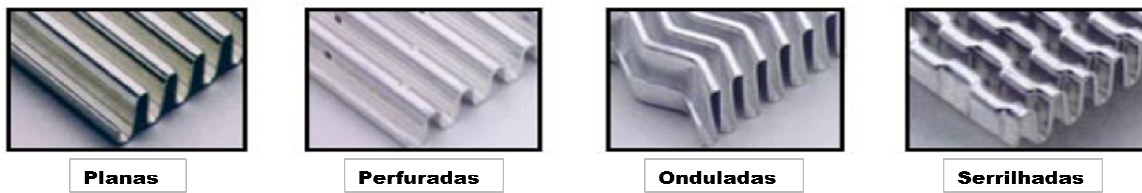


Figura 22: Tipos de placas de trocadores PFHE.



Figura 23: Vista geral de um trocador PFHE [9].

3.4.2. Evaporadores de Propano

Os evaporadores de propano são trocadores de calor com a configuração tipo “K” (*Kettle*), uma vez que estes são indicados para processos onde haja evaporação de um dos fluidos, pois o diâmetro do casco é muito maior do que o do feixe tubular comportando, assim, a fase vapor.

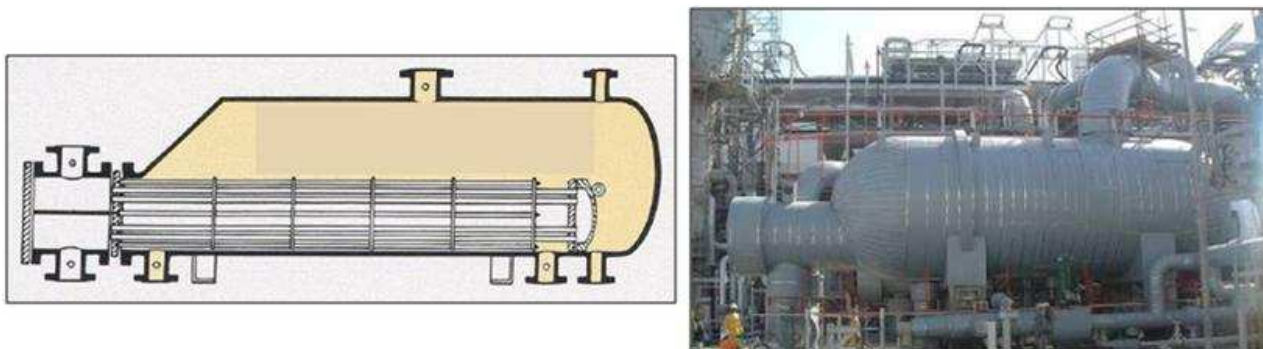


Figura 24: Esquema interno e vista externa de um evaporador (*Kettle*).



Figura 25: Rede de evaporadores de propano na planta de GNL Qatargas.

3.4.3. Compressores e Turbinas

Os compressores dos circuitos de refrigeração podem ser de dois tipos:

- Compressores Centrífugos:

São compressores robustos capazes de operar em um amplo intervalo de pressão, acima de 700 bar, e de vazão, 200 a 250 000 m³/h. Também apresentam grande flexibilidade operacional, uma vez que seu acionamento pode ser feito por motor elétrico ou turbina a gás ou vapor, além de permitirem operação com múltiplos estágios.

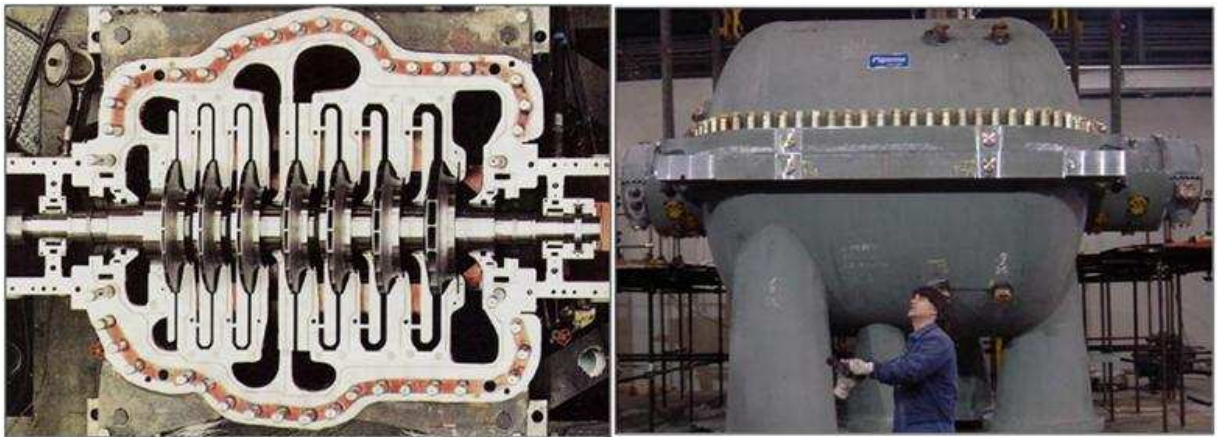


Figura 26: Vista interna e externa de um compressor centrífugo.

▪ Compressores Axiais:

Os compressores axiais podem operar com elevadas vazões volumétricas, na ordem de 80 000 a 1600 000 m³/h. Entretanto, as pressões de descarga são baixas, normalmente menores que 20 bar. Desta forma, seu emprego fica mais restrito a processos industriais e nos compressores de baixa pressão dos ciclos de refrigeração.

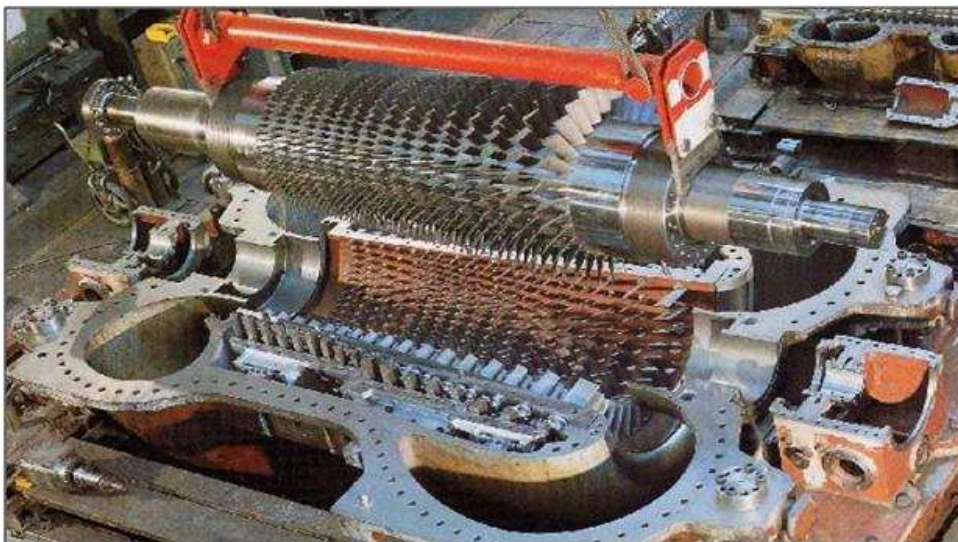


Figura 27: Vista interna de um compressor axial.

4. Transporte de GNL

O transporte de GNL é realizado por navios metaneiros que o levam das unidades de liquefação até os pontos de regaseificação. Estes navios possuem reservatórios isolados capazes de manter a temperatura do gás durante o transporte, não havendo refrigeração na viagem, uma vez que a mesma não é viável economicamente. Durante o transporte há uma perda que, mesmo nos navios mais modernos, chega a aproximadamente 0,1% ao dia. A porção de GNL vaporizada durante o transporte é normalmente empregada como combustível sendo que uma pequena parte retorna com o navio a fim de manter os tanques resfriados.

Existem dois tipos básicos de navios transportadores de GNL, os que armazenam o gás em esferas (tipo *Moss Rosenberg*) e os que possuem tanques nas posições convencionais de petroleiros (tipo membrana), como podem ser observados nas Figuras 28 e 29, respectivamente.



Figura 28: Transportador de GNL tipo esfera (Moss Rosenberg).



Figura 29: Transportador de GNL convencional tipo membrana.

A capacidade de transporte destes navios é de 80 000 a 135 000 m³ de GNL e ambos os tipos estão em operação e em construção atualmente, não havendo diferenças substanciais de custo inicial ou de operação.

5. Descarregamento e Armazenamento do GNL

5.1. Descarregamento do GNL

Após a chegada do navio, os braços de descarregamento de GNL são resfriados para que este possa ser transferido para os tanques de armazenamento, através de bombas localizadas nos próprios navios de transporte. O tempo total de descarga é de 12 a 14 horas para um navio de 135 000 m³.

Durante o descarregamento há formação de vapor no tanque de armazenamento. Este vapor retorna ao tanque do navio visando manter sua pressão positiva. Como a diferença de pressão entre o tanque do navio e o tanque de armazenamento é pequena, pode ser necessária a utilização de ventiladores para promoverem este retorno do vapor ao navio. Entretanto, para tanques de armazenamento cheios onde a pressão de projeto é de aproximadamente 300 mbarg, não se faz necessária a utilização destes ventiladores.

Um terminal de recebimento de GNL convencional apresenta três braços de descarregamento e um braço para o retorno de vapor ao navio, como pode ser observado na Figura 30 a seguir.

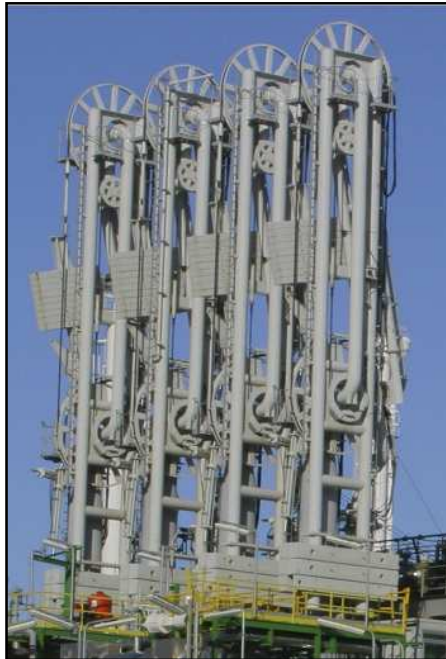


Figura 30: Braços de descarregamento de GNL em um Terminal de Recebimento.



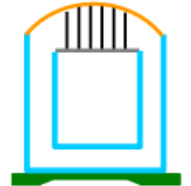

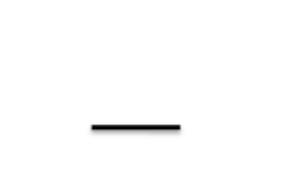


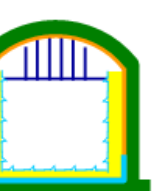
5.2. Armazenamento do GNL




Os tanques empregados para o recebimento e estocagem de GNL são equipamentos complexos cujo projeto deve prever o armazenamento em condições criogênicas visando minimizar a troca de calor com o ambiente externo. Normalmente, dois ou mais tanques são instalados para receber o GNL dos terminais e para sua posterior estocagem.

Os tanques de GNL se diferenciam devido a sua construção, sendo os principais tipos:

- Tanque de Retenção Única;
- Tanque de Retenção Dupla;
- Tanque de Retenção Total;
- Tanque de Membrana.

Tabela 3: Principais características dos tanques de GNL.

	Tanque de Retenção Única	Tanque de Retenção Dupla	Tanque de Retenção Total	Tanque de Membrana
Parede Externa em Aço				
Parede Externa em Concreto				
Vazamento	Líquido e gás não estão confinados	Somente o líquido está confinado	Líquido e gás estão confinados	Líquido e gás estão confinados
Muro de Retenção	Sim	Não	Não	Não

 Aço especial capaz de conter o gás liquefeito.
 Aço carbono incapaz de conter gás liquefeito.
 Concreto.

O Tanque de Retenção Única possui uma parede interna de aço níquelado. Esta parede interna é cercada por uma parede externa de aço carbono e possui um

isolamento de perlita no espaço anular. A parede externa de aço carbono, não é capaz de conter materiais criogênicos, desta forma a única contenção é a parede interna do tanque. A fim de prover uma contenção secundária em caso de falha, os tanques de retenção única são cercados por um dique de contenção.

O Tanque de Retenção Dupla é similar ao Tanque de Retenção Única, mas ao invés de um dique de contenção este tipo de tanque pode possuir uma parede externa de concreto. Então, caso a parede interna falhe, a parede externa é capaz de conter o líquido criogênico. Esta parede externa em concreto aumenta o custo do tanque, entretanto é necessário menos espaço para a sua construção, uma vez que a área do dique é eliminada.

Um Tanque de Retenção Total é o tanque em que o espaço anular entre a parede interna e externa é selado. Normalmente, este tipo de tanque possui a cobertura e a parede externa é de concreto. Dessa forma, tanto o líquido criogênico quanto o vapor gerado são contidos. O peso da cobertura de concreto permite que a pressão de projeto (cerca de 300 mbarg) seja maior do que no tanque de metal convencional (aproximadamente 170 mbarg).



Figura 31: Tanque de Retenção Total.

O Tanque de Membrana é construído com concreto, isolado internamente e coberto com uma membrana de aço inox. O concreto suporta a carga hidrostática transferida para a membrana e para o isolamento, pois a membrana não é auto-suportada. A membrana deve retrair-se e expandir-se com a mudança de temperatura.



Figura 32: Interior de um Tanque de Membrana.

Uma prática comum é ter todas as conexões do tanque de armazenamento (enchimento, esvaziamento, vent) na sua cobertura, pois caso ocorra uma falha em alguma linha, isso não resultará no esvaziamento do tanque. Além disso, cada tanque deve ser capaz de introduzir GNL na seção de topo ou de fundo permitindo misturar o GNL de densidades diferentes prevenindo a ocorrência de uma rápida geração de vapor (fenômeno conhecido como *rollover*).

A escolha do tipo de tanque a ser utilizado se baseia: no custo de capital e operacional, na disponibilidade de terreno, na distância entre o tanque e o

atracadouro e, dependendo da localização geográfica, na necessidade de proteção contra eventos externos, como explosão de nuvem de vapor, mísseis ou queda de pequenos aviões.

No interior de cada tanque de GNL são instaladas bombas, localizadas dentro de poços ou colunas, que operam totalmente submersas. Estas bombas são responsáveis pela transferência do GNL para os vaporizadores (etapa de regaseificação) e também podem circulá-lo a fim de manter a tubulação de descarga fria enquanto não estiver ocorrendo descarregamento de GNL.



Figura 33: Bomba localizada no interior do tanque de GNL.

6. Regaseificação do GNL

O processo de vaporização do GNL em GN é conhecido como regaseificação e é a última etapa de uma unidade de GNL. A regaseificação é realizada a partir da adição de calor ao GNL.

O custo do sistema de regaseificação normalmente representa apenas uma pequena fração do investimento total. Entretanto, a confiabilidade do sistema é o mais importante, pois caso ocorra uma falha ou parada da unidade durante um pico de demanda de gás, isto acabaria com o propósito de todo o processo de produção de GNL.

No início do processo de regaseificação, o GNL é aquecido até a temperatura do ponto de bolha, onde a vaporização inicia. A fração de vapor da mistura aumenta com a elevação da temperatura até todo o líquido se encontrar vaporizado. Posteriormente, o gás é superaquecido até a temperatura de descarga e é encaminhado à etapa de odorização antes de entrar no sistema de distribuição.

As instalações de regaseificação nos terminais de GNL possuem múltiplos estágios de vaporização em paralelo com alguns vaporizadores como reserva. Os principais processos de regaseificação são:

- Loop Fechado (Closed Loop): queima o GN já regaseificado para promover a vaporização do GNL utilizando Vaporizadores de Combustão Imersa (Submerged Combustion Vaporizers – SCV).

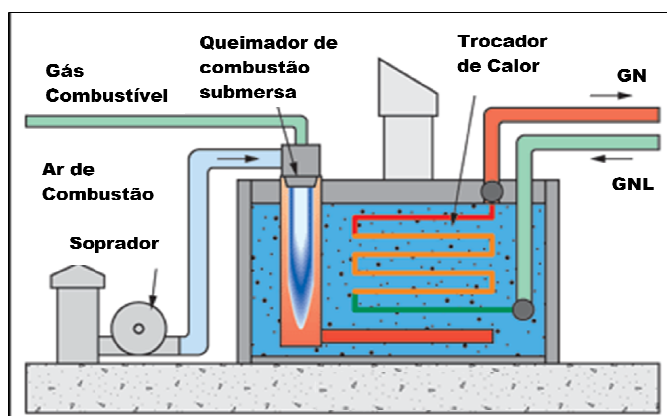


Figura 34: Esquema de um vaporizador SCV [10].

- Loop Aberto (Open Loop ou Open Rack): utiliza a água do mar como fluido quente para aquecer e vaporizar o GNL nos Vaporizadores com Troca Externa (Open Rack Vaporizers – ORV).

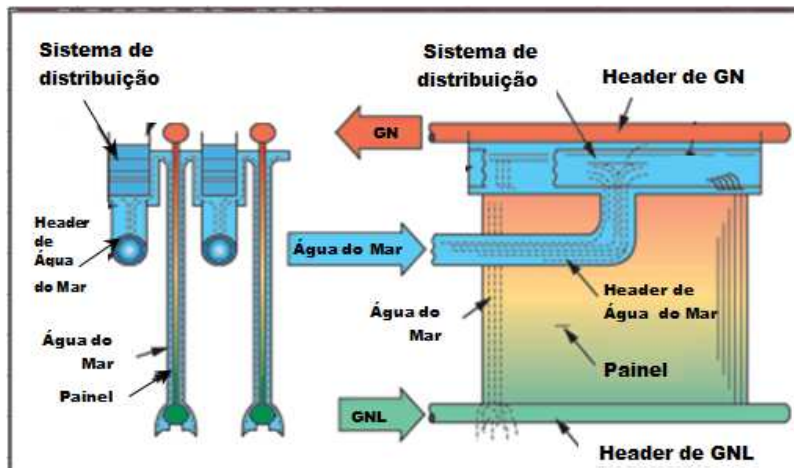


Figura 35: Esquema de um vaporizador ORV [10].

Os terminais de regaseificação normalmente utilizam vaporizadores ORV e mantêm os vaporizadores SRV como reserva. Esta escolha é feita de acordo com o custo de cada tipo de vaporizador, os ORV's possuem alto custo de investimento fixo enquanto que os SRV's possuem maior custo de operação devido à carga de combustível (GN) utilizada.

Entretanto, existem outros fatores devem ser avaliados durante a seleção do tipo de vaporizador, tais como:

- A temperatura da água do mar, pois se esta for inferior a 5°C os ORV's são praticamente inviáveis uma vez que a água do mar congelaria durante a operação de vaporização;
- A questão ambiental, pois o uso de SCV's gera emissões de NO_x e CO₂.

7. FLNG

Além de o GN ser o combustível fóssil com a queima mais limpa, suas reservas são abundantes. Sendo assim, a maior dificuldade na sua exploração consiste no transporte do GN localizado em campos de produção remotos, uma vez que os gasodutos possuem um custo bastante representativo e, dependendo da distância entre o campo e a planta *onshore*, podem prejudicar os custos globais do projeto.

Dessa forma, a tecnologia FLNG representa uma solução para a exploração de campos antes considerados inviáveis devido a sua localização, uma vez que as unidades FLNG visam a produção de GNL, compilando em uma única instalação *offshore* as etapas de tratamento e liquefação do GN, armazenamento e transferência do GNL.

Estudos sobre produção de GNL *offshore* têm sido realizados desde o início dos anos 1970 a fim de identificar os desafios tecnológicos que precisariam ser superados para tornar o FLNG viável. Várias empresas do segmento de óleo e gás trabalharam nessas pesquisas, como: Shell, Chevron Corporation e Technip.

A concepção de uma unidade de GNL *offshore* apresenta uma série de desafios, principalmente quando se considera as etapas de projeto e construção, uma vez que deve haver uma junção dos processos, tecnologias e conceitos das plantas de GNL com os FPSO's (*Floating, Production, Storage and Offloading*).

Um dos principais desafios do projeto de uma unidade FLNG é a redução de espaço, uma vez que a unidade *offshore* possui cerca de 25% do tamanho de uma planta *onshore*, porém ambas devem possuir as mesmas unidades de processamento mantendo os níveis de segurança, como a distância mínima entre os equipamentos e unidades permitindo a circulação de operadores e a evacuação. Outro importante aspecto a ser considerado durante o projeto é o movimento das ondas do mar, pois podem causar danos à eficiência do processo e também aos equipamentos.

Algumas vantagens econômicas da unidade de produção de GNL *offshore* são:

- Como não são necessários gasodutos, as plataformas de compressão de GN para seu transporte também perdem a sua finalidade;
- Não são necessários trabalhos perto da costa, como dragagem e construção de cais, uma vez que não há produção do GNL *onshore*;
- As unidades FLNG possuem maior flexibilidade, pois a embarcação pode ser reaproveitada, ou seja, ela pode ser transferida com o final da vida útil do campo, aumentando seu tempo de serviço.

Embora, atualmente ainda não exista nenhuma unidade FLNG em operação, em julho de 2009 a Shell assinou um acordo com a Technip e a Samsung para a concepção, construção e instalação da primeira unidade de produção de GNL *offshore* na Austrália, a Prelude FLNG.

A Prelude FLNG será a maior plataforma do mundo para operações *offshore*, com 488 metros de proa a popa, o equivalente a quatro campos de futebol, e ficará ancorada no campo por 25 anos em uma lâmina d'água de 250 metros.



Figura 36: Comparação do comprimento da Prelude FLNG (modelo 3D) com o de um campo de futebol [11].

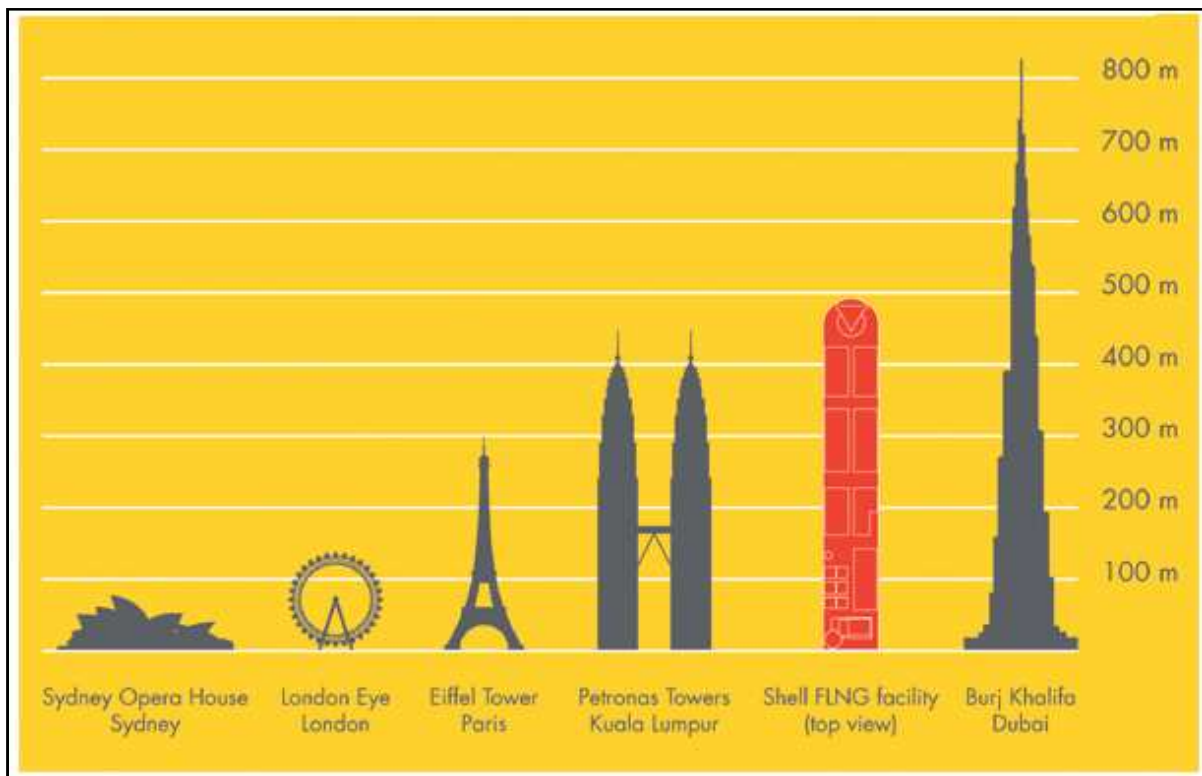


Figura 37: Comparação do comprimento da Prelude FLNG com algumas das construções mais altas do mundo [11].

Quando estiver inteiramente equipada e com seus tanques de armazenamento cheios, a embarcação vai pesar cerca de 600 000 toneladas. A transferência do GNL produzido (*off-load*) para um navio transportador ocorrerá uma vez por semana e a sua produção é de, aproximadamente, 5,3 MTPA de líquidos que compreendem: 3,6 MTPA de GNL, 1,3 MTPA de condensado e 0,4 MTPA de GLP.



Figura 38: Off-load da Prelude FLNG (modelo 3D) [11].

No Brasil, um dos desafios encontrados pela Petrobras na exploração do petróleo da área do pré-sal reside na grande quantidade de gás natural associado ao óleo. A enorme distância (cerca de 300 km) do continente torna o escoamento desse gás através de gasodutos bastante oneroso, sendo necessária a previsão de injeção em reservatórios.

Em caso de inviabilidade da exportação por gasoduto ou injeção, a alternativa da queima do gás encontra barreiras ambientais cada vez mais restritas, pois gera grande quantidade de gases poluentes, incluindo CO₂.

Nos projetos desenvolvidos até o momento para a área do pré-sal tem sido utilizada a configuração com transporte do gás por gasoduto e injeção em reservatório.

Desta forma, foi iniciado em 2009 no Brasil um estudo de viabilidade técnica e econômica de uma unidade FLNG projetada para liquefazer 14 milhões de m³/dia de GN. Além do processamento e liquefação, a unidade também será capaz de armazenar e transferir para navios transportadores GNL, propano e butano.

A decisão de construir ou não o FLNG da Petrobras está ligada à fatores econômicos (competição com a alternativa de gasodutos) e à disponibilidade de gás, pois ainda há uma incerteza sobre a quantidade de gás que deverá ser injetada para produzir óleo, o que afeta diretamente a viabilidade econômica do projeto.

8. Conclusão

Apesar de o GN ser um combustível fóssil com a queima limpa e apresentar reservas abundantes, a exigência de altos investimentos para sua comercialização não estimulou seu uso mais difundido. A maior dificuldade na sua exploração consiste no transporte do GN localizado em campos de produção remotos, uma vez que os gasodutos possuem um custo bastante representativo e, dependendo da distância entre o campo e a planta *onshore*, podem inviabilizar o projeto.

A liquefação do gás natural para o transporte é um dos meios de conexão das reservas de GN aos mercados. A opção do GNL pode ser uma escolha viável nas situações onde os mercados e as reservas estão separados por oceanos e grandes distâncias.

Visando aumentar a oferta de GN e possibilitar a exploração de campos de produção remotos estão sendo feitas análises para a implementação de unidades de liquefação offshore (FLNG), onde deve haver uma junção dos processos, tecnologias e conceitos das plantas de GNL com as unidades FPSO's, uma vez que todo o processo de produção, tratamento e liquefação encontra-se no mesmo local, no navio FLNG.

Atualmente ainda não existe nenhuma unidade FLNG em operação. Contudo, em julho de 2009 a Shell assinou um acordo para a concepção, construção e instalação da primeira unidade de produção de GNL *offshore* na Austrália, a Prelude FLNG.

No Brasil foi iniciado em 2009 um estudo de viabilidade técnica e econômica de uma unidade FLNG para exploração na área do pré-sal, onde há uma grande quantidade de gás natural associado ao óleo, porém, estes campos estão a cerca de 300 km do continente o que pode tornar atrativa e viável a alternativa de liquefação *offshore*.

9. Referências Bibliográficas

- 1 **BP Statistical Review of World Energy of 2011.** Disponível em: www.bp.com/statisticalreview>. Acesso em: 20 dez. 2011.
- 2 **REAL, R. V. Fatores Condicionantes ao Desenvolvimento de Projeto de GNL para o Cone Sul: Uma Alternativa para a Monetização das Reservas de Gás da Região.** Rio de Janeiro: COPPE-UFRJ, 2005.
- 3 **PETROBRAS Plano de Negócios 2011-2015.** Disponível em <http://www.petrobras.com.br>>. Acesso em: 12 dez. 2011.
- 4 **ECKERSLEY, N. Advanced Mercury Removal Technologies.** Disponível em: <http://www.uop.com/wp-content/uploads/2011/01/UOP-Advanced-Mercury-Removal-Technologies-tech-paper.pdf>>. Acesso em: 26 dez. 2011.
- 5 **KESSLER, R. A.; DIETERT, J. A.; STEWART, R.; REEVES, M. T. Liquefied Natural Gas,** Simmons & Company International, Integrated Oil Research, 2005.
- 6 **HEATH, T.; TIDY, M. Energy Industries and Technology Unit,** Faraday Management Solutions Limited, Department of Trade & Industry, 2005.
- 7 **ANDRESS, D. L. The Phillips Optimized Cascade LNG Process,** Phillips Petroleum Company, 1996.
- 8 **BACH, W.; FOERG, W.; STEINBAUER, M. Spiral Wound Heat Exchangers for LNG Baseload Plants,** Linde AG, Process Engineering Contracting Division, 2000.
- 9 **MARTIN P. Y.; PIGOURIER, J.; BOUTELANT, P. Liquefin: an Innovative Process to Reduce LNG Costs,** Axens, 2004.
- 10 **HIMMELBERGER, L.; PRICE, B. C.; ROSETTA, M. J. Optimize Energy Consumption for LNG Vaporization.** Disponível em: <http://www.hydrocarbonprocessing.com/Article/2598705/Optimize-energy-consumption-for-LNG-vaporization.html>>. Acesso em: 28 dez. 2011.

- 11 SHELL **Notícias Shell.** Disponível em: <www-static.shell.com/static/bra/downloads/media/shell_brazil_magazine/edicao_n_382/article_flng_platform_ago2011.pdf>. Acesso em: 27 dez. 2011.